

Anderson Maccarini Coral

PLANEJAMENTO DA COMPRA DE ENERGIA NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Erlon Cristian Finardi.

Florianópolis
2013

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Coral, Anderson Maccarini

Planejamento da compra de energia no setor de
distribuição [dissertação] / Anderson Maccarini Coral ;
orientador, Erlon Cristian Finardi - Florianópolis, SC,
2013.

173 p. ; 21cm

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica.

Inclui referências

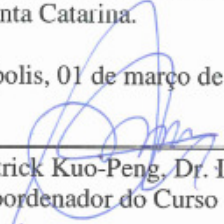
1. Engenharia Elétrica. 2. Otimização estocástica linear
multiestágio. 3. Comercialização de energia. 4. Progressive
hedging. 5. Decisão sob incerteza. I. Finardi, Erlon
Cristian. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

Anderson Maccarini Coral

PLANEJAMENTO DA COMPRA DE ENERGIA NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO


Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica*”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 01 de março de 2013.




Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr. INPT.
Coordenador do Curso


Banca Examinadora:



Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC



Pesq. Wellington Luis de Oliveira, D. Sc.
Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada – IMPA



Prof. Rubiara Cavalcante Fernandes, D. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC



Eng. Vitor Luiz de Matos, D. Eng.
Plan4 Engenharia

*À minha mãe, Nádia
Ao meu pai, João
Ao meu irmão, Jilvan
Sempre incentivadores de minha formação!*

À minha filha Laura (in memoriam)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela iluminação nos momentos de maior dificuldade na elaboração deste trabalho.

Ao Prof. Ildemar Cassana Decker, coordenador do LabPlan, por ter me aceito como aluno de mestrado no laboratório e também por entender a escassez de tempo de quem trabalha e cursa pós-graduação.

Ao meu orientador acadêmico, Prof. Erlon Cristian Finardi, pelas relevantes explicações sobre programação estocástica, pelo incentivo, paciência e confiança durante toda a orientação.

Ao pesquisador Dr. Vitor Luiz de Matos com quem tive a oportunidade de conversar sobre a modelagem do problema e que contribuiu muito para que ela fosse aperfeiçoada.

Ao Marcelo e ao Wilson da secretaria da pós-graduação que sempre me atenderam de forma muito prestativa.

A todos os colegas do LabPlan pela troca de experiências, momentos de muito estudo e de descontração durante toda a jornada.

Ao pessoal do Departamento de Comercialização e Mercado da Celesc Distribuição, empresa em que, além de trabalhar por quase quatro anos, pude fazer amigos. Agradecimentos especiais vão para: João Batista de Souza, então gerente do Depto., que possibilitou minha ausência do trabalho nos horários de aula da pós-graduação e que contribuiu muito com as discussões sobre o repasse tarifário de custos; José Nazareno de Souza, gerente da Divisão de Mercado, que sempre incentivou a ideia do mestrado na área de compra de energia; João Batista da Silveira, pessoa hilária que sempre respondia perguntas com longas histórias sem que eu soubesse ao certo aonde ele queria chegar; ao economista Dr. Adriano de Amarante com quem sempre pude discutir e aprender a respeito de modelos de previsão, conceitos de estatística e de economia aplicados ao setor elétrico; e, à colega Rosemarie Ricken pelo companheirismo, bom humor e observações contundentes sobre os ambientes livre e cativo de contratação.

A todos da Assessoria de Comercialização de Energia da Eletrosul, Alceu, Marco, Wilmar, Luiz, Luciano e Ricardo, que indiretamente contribuíram com a dissertação através dos temas ligados à comercialização de energia com os quais tratamos diariamente.

A todos que contribuíram direta ou indiretamente na realização deste trabalho, muito obrigado !

Os números não são importantes isoladamente,
mas sim na representação dos processos em que
os dados se originam.

(Prof. Robert Wayne Samohyl, 2009)

RESUMO

A introdução do modelo de mercado na indústria de energia elétrica ampliou as atividades das empresas distribuidoras na área de comercialização de energia. Os mecanismos de incentivos e penalidades, introduzidos pelo atual modelo setorial requerem, por exemplo, a compreensão das regras de compra e repasse dos custos, bem como a análise dos riscos e incertezas ligados à regulação, evolução do consumo e o comportamento dos consumidores nos ambientes livre e cativo. Uma das principais consequências do novo marco regulatório é que, para alcançar seus objetivos, adotou-se o mecanismo de leilões como instrumentos capazes de assegurar a expansão da oferta através da obrigação das distribuidoras de contratarem a totalidade de suas demandas. Este trabalho apresenta um modelo computacional que serve para a tomada de decisões de contratação de energia de uma distribuidora no ambiente cativo brasileiro. O modelo proposto leva em consideração uma série de complexidades ligadas às regras de compra e repasse dos custos da contratação e incertezas nos valores futuros do preço da energia e da demanda. Para fornecer uma solução robusta, o modelo matemático é formulado como um problema estocástico de programação linear multiestágio, sendo resolvido por meio da técnica do *Progressive Hedging*. A introdução da incerteza nas variáveis ocorre através de árvores de cenários com várias ramificações. Ao final da dissertação, destaca-se uma metodologia para avaliar a qualidade das soluções estocásticas dos vários casos simulados.

Palavras-chave: Otimização Estocástica Linear Multiestágio, Comercialização de Energia, Progressive Hedging, Decisão sob Incerteza.

ABSTRACT

Introduction of market models in the electricity industry has expanded activities of distribution companies in the field of energy trading. Mechanisms of incentives and penalties, introduced by the current model of the sector require, for example, understanding the rules of purchase and transfer costs, as well as analysis of risks and uncertainties relating to regulation, consumption trends and consumer behavior in regulated and free contracting environments. One of the main consequences of the new regulation is that to achieve its goals, it is adopted the auction mechanism as a tool to ensure supply expansion through distributors obligation to hire all of their demands. This work presents a computational model that serves for making hiring decisions of an energy distributor in the Brazilian regulated contracting environment. The proposed model takes into consideration a number of complexities related to negotiation rules and passes the costs of hiring and uncertainties in the values of future energy prices and demand. To provide a robust solution, the mathematical model is formulated as a multistage stochastic linear programming problem and it is solved by the Progressive Hedging technique. Uncertainties are represented by a scenario tree with multiple branches. It is given at the end of this work a methodology to assess the quality of stochastic solutions of the several simulated cases.

Keywords: Multi-Stage Linear Stochastic Optimization, Energy Trading, Progressive Hedging, Decision Making under Uncertainty.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Contabilização do mercado.....	38
Figura 2 – Variáveis envolvidas na contabilização do mercado.	39
Figura 3 – Evolução histórica dos preços no mercado de curto prazo. .	41
Figura 4 – Visão geral do modelo de contratação.	43
Figura 5 – Contratação de energia na modalidade disponibilidade.....	45
Figura 6 – Leilões regulados e prazos de entrega.....	47
Figura 7 – Comparação entre simulações.....	78
Figura 8 – Comparação da contratação do consumo.	79
Figura 9 – Evolução da árvore de cenários.	84
Figura 10 – Matriz de transição de probabilidades.	85
Figura 11 – Cenários de demanda.	86
Figura 12 – Fluxograma de resolução do método do PH.	95
Figura 13 – Evolução da norma infinita do gradiente.	98
Figura 14 – Evolução da função objetivo.....	98
Figura 15 – Cenários de PLD.....	102
Figura 16 – Árvore de cenários (demanda do ano 1 em 105 MWh). ..	104
Figura 17 – Evolução das curvas de permanência (Caso A).	106
Figura 18 – Função objetivo do Caso A1.....	107
Figura 19 – Norma do gradiente do Caso A1.....	107
Figura 20 – Evolução do parâmetro de penalidade.	108
Figura 21 – Evolução das curvas de permanência (Caso A1).	110
Figura 22 – Evolução das curvas de permanência (Caso A1).	111
Figura 23 – Função objetivo dos Casos A1, B1 e C1.....	112
Figura 24 – Função objetivo dos Casos D1, E1 e F1.	113
Figura 25 – Função objetivo dos Casos G, G1, G2 e G3.	113
Figura 26 – Norma do gradiente dos Casos D1, E1 e F1.	115
Figura 27 – Evolução das curvas de sub-contratação (Caso F1).	115
Figura 28 – Evolução das curvas de sobrecontratação (Caso F1).	116
Figura 29 – Evolução das curvas de subcontratação (Caso G31).....	116
Figura 30 – Evolução das curvas de sobrecontratação (Caso G31).....	117
Figura 31 – Leilão A-1.	118
Figura 32 – Leilão A-3.	119
Figura 33 – Leilão A-5.	119
Figura 34 – Leilão de Ajuste.	120
Figura 35 – MCSD.	120
Figura 36 – Função objetivo.....	121
Figura 37 – Variável de não antecipatividade do Leilão A-1.....	123
Figura 38 – Variável de não antecipatividade do Leilão A-3.....	124
Figura 39 – Variável de não antecipatividade do Leilão A-5.....	124

Figura 40 – Variável de não antecipatividade do Leilão de Ajuste.....	125
Figura 41 – Variável de não antecipatividade do MCSD.....	126
Figura 42 – Histórico de PLDs entre set/2000 e out/2012.	130
Figura 43 – Leilão de oferta.	147
Figura 44 – Leilão de demanda.	147
Figura 45 – Leilão duplo com licitantes não identificados (a) e identificados (b).	148
Figura 46 – Preço de fechamento uniforme.	151
Figura 47 – Preços discriminatórios.....	152
Figura 48 – Fluxograma do formato de leilão no ACR.....	165

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação dos leilões típicos.	153
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados da contabilização de energia.	40
Tabela 2 – Limites do preço de curto prazo para 2013.	41
Tabela 3 – Compra de energia através de um leilão regulado.	44
Tabela 4 – Valores de Referência.	51
Tabela 5 – Caracterização das variáveis de decisão.	70
Tabela 6 – Parâmetros gerais do modelo.	72
Tabela 7 – Custos dos leilões.	73
Tabela 8 – Resultados da Simulação 1.	74
Tabela 9 – Resultados da Simulação 2.	75
Tabela 10 – Resultados da Simulação 3.	76
Tabela 11 – Novos dados de carga e preços PLD.	77
Tabela 12 – Resultados da Simulação 1 Alterada.	77
Tabela 13 – Valores de demanda (MWh) de cada cenário.	86
Tabela 14 – Principais resultados do equivalente determinístico.	89
Tabela 15 – Outras variáveis do modelo.	89
Tabela 16 – Resultados da 1ª iteração do PH.	96
Tabela 17 – Valores meta da 1ª iteração do PH.	96
Tabela 18 – Vetor de multiplicadores ao final da 1ª iteração.	96
Tabela 19 – Solução ótima do PH.	97
Tabela 20 – Função objetivo do PH e ED.	99
Tabela 21 – Variáveis primais do PH e ED.	99
Tabela 22 – Taxas de crescimento da demanda de energia do SIN.	102
Tabela 23 – Dados dos casos simulados.	103
Tabela 24 – Compras de energia no Ano 1.	108
Tabela 25 – Variáveis de gestão da contratação (ano 1).	109
Tabela 26 – Tempo de processamento e número de iterações.	122
Tabela 27 – Definição dos cenários de PLD.	130
Tabela 28 – Dados para o cálculo do <i>gap</i> de otimalidade.	131
Tabela 29 – Avaliação da qualidade das soluções.	132

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Antes de Cristo
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC	Conta Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CMO	Custo Marginal da Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVaR	Conditional Value at Risk
DC	Depois de Cristo
DEC	Decremento de Preço
ED	Equivalente Determinístico
EER	Encargo de Energia de Reserva
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GT	Grupo de Trabalho
GTEI	Grupo de Trabalho Energia de Itaipu
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LA	Lagrangeano Aumentado
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MATLAB®	Programa computacional para cálculo, visualização e programação matemática
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MR	Montante de Reposição
MRE	Ministério das Relações Exteriores
MRE'	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PC	Preço Corrente
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PH	Progressive Hedging
PL	Preço de Lance Vigente
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças

POCP	Procedimentos Operativos de Curto Prazo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
VaR	Value at Risk
VR	Valor de Referência
WACC	Weighted Average Cost of Capital

LISTA DE SÍMBOLOS

Km	Kilometro, unidade de distância (10^3 metros)
KV	KiloVolt, unidade de tensão (10^3 Volt)
KW	KiloWatt, unidade de potência (10^3 Watt)
MW	MegaWatt, unidade de potência (10^6 Watt)
MWh	MegaWatt-hora, unidade de energia (10^6 Watt-hora)
R\$	Reais, unidade monetária
US\$	Dólar americano, unidade monetária

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	29
1.1	JUSTIFICATIVAS DA PESQUISA	31
1.2	OBJETIVOS	31
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	32
1.4	METODOLOGIA	33
2	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	35
2.1	BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO	35
2.2	CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA	38
2.3	COMPRA DE ENERGIA PELAS DISTRIBUIDORAS	42
2.3.1	Ambientes de Contratação	42
2.3.2	Os Leilões de Energia Elétrica.....	45
2.3.3	Mecanismos de Ajuste	49
2.4	REPASSE DOS CUSTOS	50
2.5	PENALIDADES	54
2.5.1	Contratação Abaixo de 100%	55
2.5.2	Contratação Entre 100% e 103%	55
2.5.3	Contratação Acima de 103%	55
2.6	FATOS RELEVANTES	57
2.6.1	A Energia de Itaipu.....	57
2.6.2	Apuração do Lastro de Potência	58
2.6.3	Neutralidade da Parcela A	59
3	MODELAGEM DETERMINÍSTICA DO PROBLEMA DA CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE ENERGIA ELÉTRICA... 61	
3.1	HORIZONTE DE ESTUDO	61
3.2	DESENVOLVIMENTO DAS EQUAÇÕES	61
3.2.1	Atendimento à Carga	61
3.2.2	Limites nos Leilões A-1.....	63
3.2.3	Limites nos Leilões A-3.....	64
3.2.4	Limites nos Leilões A-5.....	64
3.2.5	Limites nos Leilões de Ajuste.....	64
3.2.6	Sobrecontratação.....	65
3.2.7	Limites nas Transações Através de MCSD.....	65
3.2.8	Função Objetivo.....	66
3.2.9	Modelo Completo de Otimização	68
3.3	EXEMPLO NUMÉRICO	69
3.4	RESULTADOS DO CASO DETERMINÍSTICO	73
3.4.1	Simulação 1: $f_c=f_p=1$	74
3.4.2	Simulação 2: $f_c=f_p=0,8$	75
3.4.3	Simulação 3: $f_c=0$ e $f_p=1$	75

3.4.4	Simulação 1 Alterada ($f_c=f_p=1$).....	76
4	PROGRESSIVE HEDGING APLICADO AO PROBLEMA DA CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE ENERGIA ELÉTRICA	81
4.1	ÁRVORE DE CENÁRIOS	83
4.1.1	Construção dos Cenários	84
4.1.2	Transição entre Cenários	85
4.1.3	Comentários.....	86
4.2	EQUIVALENTE DETERMINÍSTICO – ED	87
4.3	PROGRESSIVE HEDGING	90
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	101
5.1	CASO A1	106
5.2	DEMAIS CASOS	112
5.3	COMPARAÇÃO ENTRE SOLUÇÕES PRIMAIS	118
5.4	VARIÁVEIS DE NÃO ANTECIPATIVIDADE.....	122
5.5	AValiação DA QUALIDADE DAS SOLUÇÕES	126
6	CONCLUSÃO.....	133
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	134
	REFERÊNCIAS.....	137
	APêNDICE A – TEORIA DE LEILôES	145
A.1	NATUREZA.....	146
A.1.1	Leilão de Oferta.....	146
A.1.2	Leilão de Demanda.....	147
A.1.3	Leilão Duplo.....	148
A.2	FORMA DOS LANCES.....	149
A.2.1	Lances Abertos	149
A.2.2	Lances Fechados.....	150
A.3	PREÇO DE FECHAMENTO	150
A.3.1	Preço Uniforme	151
A.3.2	Preço Discriminatório.....	152
A.4	LEILôES TÍPICOS	153
A.4.1	Leilão Inglês	153
A.4.2	Leilão Holandês.....	154
A.4.3	Leilão Discriminatório.....	155
A.4.4	Leilão de Vickrey	155
A.5	TEOREMA DA EQUIVALêNCIA DA RECEITA	157
A.6	ANOMALIAS DOS LEILôES	160
A.7	PREÇO UNIFORME VERSUS PREÇOS DISCRIMINATôRIOS	162
A.8	LEILôES NO SETOR ELêTRICO BRASILEIRO.....	163

APÊNDICE B – A RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES E A LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013	167
ANEXO A – TERMO DE COMPROMISSO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO	171
ANEXO B – DECLARAÇÃO DE NECESSIDADES DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA	173

1 INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica, seja ela a do Brasil ou a de qualquer outro país, possui semelhanças e diferenças entre si. As semelhanças concentram-se na parte técnica dos barramentos, linhas de transmissão, geradores de energia, entre outros equipamentos, que apresentam características construtivas e de operação comuns, fruto das leis físicas que regem os fenômenos elétricos. Já as diferenças originam-se do arranjo comercial dado a cada setor de energia, que pode ser influenciado por diversos fatores como econômicos, governamentais e também os ligados às peculiaridades dos agentes que compõem um determinado mercado de energia.

O novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro – SEB, definido em meados de 2004, teve entre seus objetivos promover a segurança do suprimento de energia elétrica, alcançar a modicidade tarifária e estabelecer a inserção social no setor por meio de programas de universalização do uso da energia (MME, 2003). Para tanto, uma das medidas tomadas, a qual difere do modelo anterior, foi que todos os agentes de consumo devem contratar 100% de sua carga. Também foram criados dois ambientes de comercialização, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. No ACR, a energia é comercializada através de leilões regulados, já o ACL conta com negociações bilaterais entre vendedores e compradores.

As distribuidoras de energia elétrica, por atuarem no ACR, possuem, entre outras obrigações regulatórias, a função de comprar energia para suprir seu mercado através de leilões realizados pelo Ministério de Minas e Energia – MME, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os prazos para início do suprimento a partir da data de compra da energia são variados. A energia nova é comprada através de leilões denominados A-5 e A-3, ou seja, cinco e três anos para início do fornecimento pelos novos empreendimentos de geração a partir do ano de realização dos leilões. A energia existente também é comercializada através de dois tipos de leilões. O leilão denominado A-1 entrega a energia no ano seguinte à contratação. Já o leilão intitulado Leilão de Ajuste ou A-0 disponibiliza energia já no ano de contratação, tendo como objetivo proporcionar melhor adequação entre o consumo e os contratos de compra de energia das distribuidoras.

A previsão do consumo de energia no longo prazo é a informação fundamental que desencadeia a declaração da necessidade de compra de

energia ao MME nos leilões promovidos a cada ano. Porém, o processo de compra de energia requer por parte das distribuidoras considerações de vários aspectos como incertezas na demanda, nos cenários de preços no mercado de curto prazo e na composição da oferta futura de energia elétrica.

As incertezas na demanda estão ligadas ao horizonte futuro em que a distribuidora deverá prever qual será o consumo de energia para definir sua necessidade de compra no respectivo leilão. Variáveis macroeconômicas interferem no crescimento do consumo de energia, tendo a distribuidora que escolher entre contratar energia em favor da segurança ou baseando-se no cenário com maior probabilidade de ocorrência. Uma das formas de modelar a incerteza ligada ao consumo de energia é através de árvore de cenários. Ela permite representar temporalmente uma sequência de eventos, incorporando as dependências entre os fatores relacionados e sujeitos a variações aleatórias.

Cenários de preço no mercado de curto prazo interferem nos resultados dos agentes que atuam no SEB. No caso das distribuidoras, sobrecontratação¹ com a ocorrência de preços baixos no curto prazo significa vender energia por um preço menor que o preço de compra. O oposto também traz desvantagens, ou seja, comprar energia no curto prazo por um preço muito acima do preço praticado nos leilões. Assim, com a consideração de vários cenários hidrológicos futuros é possível simular os possíveis preços no mercado de curto prazo e prever as exposições positivas ou negativas às quais as distribuidoras estarão sujeitas.

Diante do contexto exposto, é necessário ter claramente identificadas as regras de compra de energia e repasse dos custos às tarifas dos consumidores visando a melhor gestão das atividades de comercialização de energia, face aos elevados montantes financeiros envolvidos, e o alcance dos objetivos propostos pelo Marco Regulatório. Em adição à regulação, estão novas formas de abordagem das incertezas e riscos inerentes a previsões de longo prazo de consumo de energia elétrica e que sofrem efeitos da economia, entre outros fatores.

¹ Refere-se à quantidade de contratos de energia elétrica que ultrapassa o consumo.

1.1 JUSTIFICATIVAS DA PESQUISA

As decisões tomadas nas áreas de análise de risco e compra de energia de empresas de distribuição envolvem montantes financeiros da ordem de milhões de reais mensais, sendo passíveis de repasse às tarifas dos consumidores desde que a distribuidora siga as regras impostas pela regulação do setor elétrico.

A compra de energia é uma atividade estratégica para uma distribuidora. Interfere no caixa da empresa, na tarifa dos consumidores e no objetivo de alcançar a modicidade tarifária, instituído pelo novo Marco Regulatório do SEB. Assim, abordar a regulação envolvida no assunto e outros aspectos teóricos ligados aos leilões e às formas de modelagem do problema são fundamentais para elucidar a complexidade do processo.

O desenvolvimento do presente trabalho encontra respaldo na busca por maior sistematização no processo de compra de energia, tornando-o menos dependente dos profissionais que o executam e agregando conhecimentos que poderão ser utilizados pelas equipes de compra de energia, servindo de base para a tomada de decisões relacionadas ao tema.

1.2 OBJETIVOS

Os objetivos gerais da presente dissertação concentram-se na identificação das formas envolvidas na contratação de energia elétrica, por parte de uma distribuidora de energia, visando melhorar a tomada de decisões sobre o assunto. Pretende-se detalhar o novo Marco Regulatório do SEB a partir de 2004, envolvendo o Decreto nº 5.163 e as Leis nº 10.847 e nº 10.848, todos eles instituídos naquele mesmo ano. Fazendo parte da revisão bibliográfica, será realizada uma abordagem sobre a teoria de leilões, incluindo uma análise comparativa com os tipos de leilões utilizados pelas distribuidoras brasileiras para a contratação de energia. A parte quantitativa do trabalho está relacionada à modelagem das regras de compra de energia e resolução das equações através da técnica de otimização estocástica baseada em cenários, *Progressive Hedging* – PH.

Os objetivos específicos são os de sistematizar as regras de compra e repasse dos custos de energia, aludindo às ideias de resolução baseada em cenários. Pretende-se também que o trabalho possa ser utilizado como consulta nas decisões sobre compra de energia nos leilões de energia.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Em termos de trabalhos encontrados na literatura, o problema da compra de energia e riscos enfrentados pelas distribuidoras tem sido atacado de diferentes maneiras. Por exemplo, em Wang *et al.* (2008) os riscos de uma distribuidora estão ligados a três fatores: previsão de consumo, migração de consumidores ao mercado livre e inadimplência de consumidores. Os autores elaboram um modelo estocástico baseado na metodologia *Value at Risk* – VaR visando minimizar a perda de receita anual da distribuidora, dada pela soma dos fatores citados. O modelo apresenta a função de distribuição de probabilidade a partir da qual se pode simular a probabilidade de perda de valor com vários intervalos de confiança.

Em Castro e Lyra Filho (2005) é proposto um método de suporte a decisões de investimento, contratação e de avaliação de carteira de ativos de energia elétrica que estima cenários do PLD. As probabilidades dos cenários definem a função densidade de probabilidade para os resultados financeiros esperados a partir das equações de balanço de energia de um agente consumidor e gerador. Os autores definem o problema como multi objetivo e ressaltam que não há garantias da convexidade da função, exigindo a análise da solução apresentada pelo modelo.

No trabalho de Castro (2004) é utilizada uma simulação de Monte Carlo para gerar cenários de demanda e preço. A previsão do consumo é obtida por classe e adota faixas de variações percentuais para definir os limites máximo e mínimo das previsões. Através da geração de números aleatórios uniformemente distribuídos, sorteiam-se valores situados entre os extremos de cada previsão. As estratégias de contratação nos leilões são previamente definidas e comparadas com os vários cenários de mercado na busca da alternativa, escolhida segundo diferentes critérios, que possibilite os melhores resultados no mercado de curto prazo e na venda de energia ao consumidor.

Guimarães (2006) modela a demanda por meio de uma árvore de cenários no contexto da otimização estocástica multi estágio. O objetivo consiste em minimizar uma ponderação entre tarifa para o consumidor (custos de energia) e custos para a distribuidora (penalidades). A modelagem proposta gera uma variável de decisão para cada tipo de leilão multiplicada pelo número de nós da árvore de cenários.

Silva (2008) também aborda o problema de otimização de custos de contratação de energia por uma distribuidora, porém, o consumo é previsto no horizonte de cinco anos através de um modelo de regressão

dinâmica. Já a otimização da carteira de contratos é realizada por técnica de algoritmo genético, sendo definidos os percentuais ótimos de contratação do consumo que minimize riscos de penalidades por falta de contratos.

Neste contexto, o modelo computacional proposto nesta dissertação serve para a tomada de decisões de contratação de energia de uma distribuidora. Para fornecer uma solução robusta, o problema de programação linear estocástica multiestágio é resolvido por meio da técnica do *Progressive Hedging* – PH (ROCKAFELLAR; WETS, 1991). A incerteza dos dados de entrada será aplicada à demanda de energia elétrica e aos preços no mercado de curto prazo cuja modelagem será elaborada através de árvore de cenários. Em comparação às referências consultadas, este trabalho utiliza a técnica do PH como nova forma de resolução do problema.

1.4 METODOLOGIA

É utilizada, primeiramente, uma abordagem teórica através de uma pesquisa bibliográfica geral sobre a regulação do SEB, abordando a evolução do Marco Regulatório a partir do modelo essencialmente estatal até o atual modelo em vigor que receberá maior ênfase. Seguindo ainda este enfoque, a atenção volta-se para a teoria de leilões. São evidenciadas as quatro formas clássicas para a alocação de bens: leilão inglês, leilão holandês, leilão discriminatório e leilão de Vickrey. Estes são classificados quanto à natureza, forma de lance e preço de fechamento. São estudadas também as formas de contratação utilizadas pelas distribuidoras e comparadas à teoria apresentada.

A abordagem de cunho predominantemente prático possui o foco na modelagem e resolução via PH do problema de contratação de energia no ACR. Atenção também é dada à abordagem baseada em árvore de cenários como forma de introduzir incerteza no consumo de energia elétrica no longo prazo.

O trabalho está estruturado em 6 capítulos. No Capítulo 2 é realizada uma abordagem breve sobre a evolução do SEB e suas reformas, sendo evidenciado o papel das distribuidoras. Também são apresentados os temas ligados à comercialização de energia elétrica, explorando o Decreto nº 5.163, as Leis nº 10.847 e nº 10.848, os ambientes de contratação, a forma de compra de energia por parte das distribuidoras, os mecanismos de ajustes nos contratos, o repasse dos custos, as penalidades envolvidas, e, por fim, será realizada na forma de resumo uma abordagem dos riscos ligados aos últimos acontecimentos

envolvendo o SEB, como por exemplo, a venda da energia excedente de Itaipu no mercado livre brasileiro, apuração do lastro de potência a partir de 2010, entre outros.

O Capítulo 3 aborda a modelagem determinística do problema. As regras de compra, penalidades e repasse de custos são modeladas através de equações no horizonte de tempo de 6 anos. Também são apresentados alguns resultados iniciais como forma de testar o modelo.

A abordagem da decisão baseada na modelagem e resolução de um problema de otimização estocástica é apresentada no Capítulo 4. Busca-se modelar as incertezas no consumo de energia elétrica no longo prazo, bem como os preços no mercado de curto prazo por meio de uma árvore de cenários com probabilidades associadas. São apresentadas também algumas noções sobre a dimensão do problema em função do horizonte de análise e do número de cenários gerados. Também são comparadas as soluções apresentadas pelo equivalente determinístico do problema e pelo PH.

A análise dos resultados está no Capítulo 5. São apresentados gráficos da evolução de diversas grandezas como valor da função objetivo, comparação das soluções dos casos simulados, entre outras. Ao final, faz-se a avaliação da qualidade das soluções de cada caso através do *gap* de otimalidade.

O Capítulo 6 conclui o trabalho analisando as principais questões apresentadas no decorrer do estudo e identificando as contribuições esperadas para a área de compra de energia no setor de distribuição.

2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As feições dadas às relações comerciais do SEB ao longo dos tempos foram conferindo-lhes crescente complexidade. Podem ser apontadas três fases distintas vivenciadas no modelo brasileiro, sendo que as transformações ocorridas foram em busca de maior aprimoramento, conforme é relatado a seguir.

2.1 BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO

A primeira fase caracteriza-se por forte predominância estatal no setor, compreendendo o período de 1934 a 1995. No início deste período foram elaborados os códigos de águas e de minas, criando a separação entre o direito de propriedade do solo e os recursos hídricos e riquezas minerais existentes nele, que seriam exploráveis a partir da concessão e fiscalização do poder concedente (LEITE, 2007). O cálculo das tarifas de energia elétrica baseava-se no custo histórico dos bens vinculados aos serviços das concessionárias e sofriam forte influência política, servindo de instrumento para controle da inflação. A criação do MME, em julho de 1960, e das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS, em 1961, consolidaram a presença do governo federal no setor elétrico. Ao MME foram destinadas, basicamente, as funções de regulamentação, fiscalização e fixação de tarifas de eletricidade. Coube à ELETROBRAS a função de *holding*, a coordenação do planejamento, da operação e da administração financeira do setor, em escala nacional. Além de ser responsável pela definição dos planos de expansão do sistema de energia elétrica do país. As empresas exerciam as atividades de geração, transmissão e distribuição de forma verticalizada, não sendo incentivadas à gestão na busca de maior eficiência e custos mais baixos (MASILI, 2004). Uma característica marcante era a de que o Estado era o maior financiador do SEB.

A recessão, o endividamento externo e a estagnação da demanda, vivenciados após a década de 70, foram os principais fatores que contribuíram para o surgimento do projeto denominado de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, ocorrido entre 1996 e 2003. Porém, a base para as mudanças já havia sido efetivamente estabelecida quando da promulgação da Constituição Federal de 1988, em seu Art. 175:

Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou

permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado (BRASIL, 1988, p. 37).

A reforma do setor teve como principal objetivo a introdução da economia de mercado como forma de reduzir as despesas públicas atraindo capital privado para financiar novos investimentos. A reestruturação setorial caminhou para a desverticalização e privatização das suas empresas, separando os ambientes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, este último criado pela reforma. Em cada uma destas áreas atuaram empresas próprias para tal. Para as funções de Estado foi criada uma agência com funções básicas de fiscalização e regulação (ANEEL), deixando este de ter o papel de provedor dos serviços. Para a operação do sistema elétrico foi criada uma organização com autonomia e autoridade, operando-o com isenção (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS). As funções de mercado foram estruturadas num ambiente próprio denominado de Mercado Atacadista de Energia – MAE. A reestruturação do SEB apontou para um modelo baseado no binômio: competição onde possível e regulamentação onde necessária. A prestação dos serviços seria realizada, preferencialmente, por empresas privadas, estimulando-se a competição nos segmentos de geração e de comercialização de energia elétrica e regulando-se os segmentos de transmissão e de distribuição, por suas características naturais de monopólio.

A Lei nº 9.074, regulamentando o Art. 175 da Constituição, foi publicada apenas em 07 de julho de 1995, fazendo com que nenhuma nova concessão de geração ou transmissão de energia elétrica tivesse sido outorgada no período. Além disso, mecanismos de mercado contam com os sinais dos preços do mercado de curto prazo como indutores de novos investimentos (OCAÑA; HARITON, 2002). Os preços do mercado de curto prazo são utilizados para os agentes liquidarem suas sobras ou necessidades de energia. No SEB, são calculados pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, semanalmente, através dos

modelos computacionais Newave e Decomp, para cada um dos quatro submercados e nos patamares de carga média, leve e pesada, tendo por base o Custo Marginal da Operação – CMO e recebendo a denominação de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Sendo ainda limitados por um valor mínimo e máximo, definidos anualmente pela ANEEL. Adicionalmente, sistemas elétricos que contam com grande capacidade hídrica, como é caso do Brasil, podem apresentar temporariamente preços baixos, devido a condições hidrológicas favoráveis, mesmo em situações de desequilíbrio estrutural na oferta (GUIMARÃES, 2006). Do ponto de vista do consumo, as distribuidoras não eram forçadas a contratar de forma eficiente e nem na totalidade de suas cargas. Custos elevados eram repassados aos consumidores cativos e a instalação de novas usinas ficava prejudicada. O desgaste do modelo implantado evidenciou-se com a crise de abastecimento ocorrida durante o segundo semestre de 2001 e o primeiro semestre de 2002.

O ano de 2003 representou a transição entre o modelo essencialmente de mercado e o que vigora atualmente. O novo governo, eleito no ano anterior, promoveu ajustes no Marco Regulatório buscando corrigir os desvios observados, porém mantendo os pontos positivos do modelo de mercado como a desverticalização das empresas, busca de eficiência pelas distribuidoras, separação entre as operações comerciais e a operação do sistema, transparência fornecida pela agência reguladora, entre outros itens.

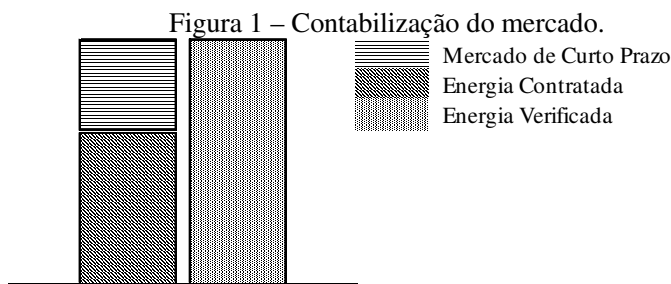
O atual modelo passou a vigorar a partir de 2004, considerando as seguintes diretrizes básicas do setor elétrico: a prevalência do conceito de serviço público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos; a modicidade tarifária; a restauração do planejamento da expansão do sistema; manutenção da operação coordenada e centralizada, necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro; universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade; e, a modificação no processo de licitação da concessão do serviço público de geração, priorizando a menor tarifa (MME, 2003). Houve uma mudança significativa de visão, em que a energia elétrica era vista como uma mercadoria para a visão de serviço público. Restaurou-se o planejamento determinativo, que havia sido extinto no modelo RESEB. Os programas de privatizações foram paralisados, existindo empresas privadas e estatais atuando no mesmo ambiente. O MAE passou a se chamar CCEE, porém mantendo seu foco especificamente nas implicações comerciais das operações do sistema elétrico.

O modelo implantado adota os leilões² de energia elétrica como mecanismos capazes de assegurar a expansão da oferta através da obrigação das distribuidoras de contratarem a totalidade de suas demandas, tendo ainda o papel de “[...] assegurar o sucesso da reforma do Setor Elétrico Brasileiro” (CORREIA; MELO; COSTA, 2006, p. 509).

A atividade fortemente regulada da distribuição demanda um enorme esforço das equipes de compra de energia em conhecer a regulação, avaliar a evolução do mercado no longo prazo e ainda identificar os riscos e incertezas setoriais. As distribuidoras não auferem ganhos econômicos com a energia elétrica, porém podem ter prejuízos elevados em função de decisões mal tomadas. Assim, sob as premissas do “novo” modelo do SEB, nos próximos itens serão elucidadas as formas de contratação de energia elétrica, os mecanismos de ajustes, o repasse dos custos às tarifas de fornecimento e as possíveis penalidades às quais as distribuidoras estão sujeitas. A regulação e os riscos associados à comercialização de energia serão explicados tomando-se como base o Decreto Presidencial nº 5.163 (BRASIL, 2004).

2.2 CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA

A contabilização de energia envolve a comparação entre a energia contratada e a energia verificada, representada genericamente pela Figura 1.



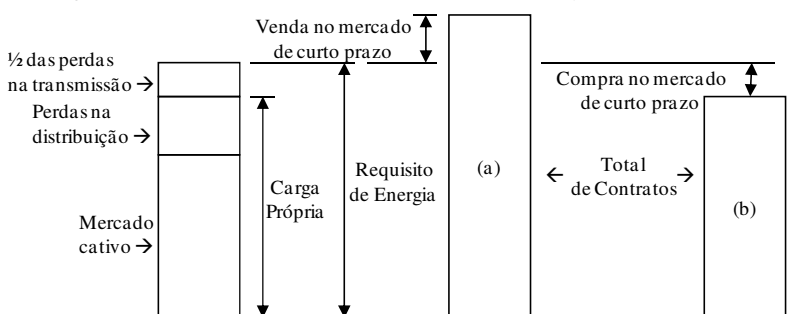
Fonte: desenvolvido pelo autor.

² No Apêndice A, há uma revisão sobre teoria de leilões que mostra os tipos clássicos de leilões existentes, classificados pela natureza, formas dos lances e preço de fechamento. Também são explicitadas as características dos leilões que ocorrem no SEB.

Abrange todos os agentes que fazem parte da CCEE e, no caso de uma distribuidora, a energia verificada consolida os dados de medição de consumo, registrados na CCEE através do Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE. A diferença é comprada ou vendida no mercado de curto prazo, sendo valorada através do PLD. Caso a carga verificada supere o total de contratos, a distribuidora é compradora da diferença neste mercado, caso contrário, ela passa a ser vendedora.

A Figura 2 apresenta de forma mais detalhada as variáveis envolvidas no processo de contabilização de energia. Constituindo a carga própria da distribuidora, estão o mercado cativo e as perdas no sistema de distribuição. De forma geral, a comercialização de energia utiliza o conceito de centro de gravidade para toda energia gerada e consumida no sistema. Isso significa que há o rateio igualitário das perdas da rede básica de transmissão entre os segmentos de geração e consumo. Assim, metade da energia perdida no sistema de transmissão é reduzida da geração das usinas, enquanto que a outra metade é adicionada proporcionalmente ao consumo das distribuidoras.

Figura 2 – Variáveis envolvidas na contabilização do mercado.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Na sequência do processo de contabilização, o requisito de energia é comparado ao total dos contratos de compra de energia já firmados, abrangendo os contratos bilaterais, geração distribuída, Proinfa, Itaipu e, por fim, os contratos oriundos de leilões. Na situação (a), há sobra de contratos, ocorrendo venda de energia no mercado de curto prazo. Já na situação (b), a insuficiência de contratos para atender ao requisito de energia obriga a distribuidora a comprar energia no mercado de curto prazo.

A contabilização do mercado de curto prazo faz a modulação³ dos contratos e do consumo de energia e agrupa-os por semanas operativas e submercados, sendo que as diferenças entre ambos são valoradas pelo respectivo preço do mercado de curto prazo (PLD). Enquanto que os contratos são registrados nos quatro submercados, o consumo de energia elétrica ocorre apenas no submercado da distribuidora. Assim, nos três submercados em que a distribuidora possui apenas contratos registrados sem possuir carga, acontece liquidação de energia no mercado de curto prazo. Já no submercado em que se localiza a carga da distribuidora há déficit de contratos, obrigando-a a comprar energia no mercado de curto prazo. A Tabela 1 apresenta os resultados da contabilização de um mês para uma distribuidora hipotética localizada no Submercado Sul.

Tabela 1 – Resultados da contabilização de energia.

	Contrato (MWh)	Consumo (MWh)	Diferença (MWh)	Curto Prazo (\$)	Contratação
Total Mensal	2.998,33	2.954,18	44,15	4.326,96	101,49%

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Conforme explicado, a distribuidora obtém saldo positivo na contabilização devido à liquidação de energia nos submercados Sudeste, Nordeste e Norte, sendo capaz de abater o saldo negativo no submercado Sul e ainda gerar recebimento. A razão entre contratos e consumo situou-se dentro da faixa regulatória de 100% a 103%. Cálculos semelhantes devem ser efetuados para o resultado anual da distribuidora visando à aplicação de penalidades.

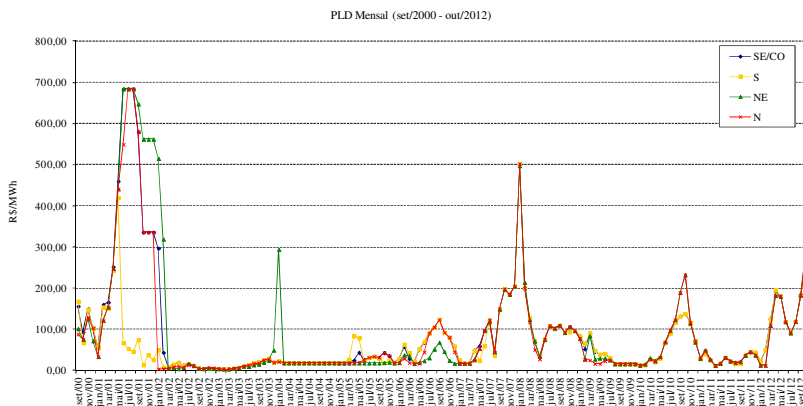
Enquanto que a contabilização de energia ocorre por patamar de carga em cada semana operativa, a presente dissertação busca analisar a situação anual de atendimento ao requisito de energia, sendo a variável determinante nas decisões de compra de energia através dos leilões regulados. Como insumo para as simulações, o consumo previsto já deve considerar as perdas na distribuição e na transmissão.

No SEB, o PLD é calculado através de modelos computacionais de otimização estocástica. O objetivo é minimizar o custo total esperado da operação do sistema através da combinação ótima entre geração

³ A modulação de contrato refere-se à distribuição da quantidade mensal da energia pelas horas que compõem o mês.

hidráulica e térmica. A Figura 3 apresenta os PLDs médios mensais⁴ entre setembro de 2000 e dezembro de 2012 nos quatro subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN. É possível observar a forte elevação no período de racionamento entre 2001 e 2002. A partir de março de 2005 os preços voltaram a se elevar, alcançando o pico em janeiro de 2008.

Figura 3 – Evolução histórica dos preços no mercado de curto prazo.



Fonte: desenvolvido pelo autor, com base em CCEE (2012).

Sem dúvida a percepção do risco financeiro é maior quando os preços são elevados. Pequenas quantidades de energia adquiridas no mercado de curto prazo são valoradas a preços muito altos, gerando desembolsos significativos. O risco pode ser mitigado através da previsão de carga, estudo do seu comportamento ao longo dos meses e sazonalização dos contratos de forma a igualar a carga ou situar-se acima dela, visando à venda de energia. Para 2013, os limites máximo e mínimo do PLD são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites do preço de curto prazo para 2013.

PLD 2012	R\$/MWh
Mínimo	14,13
Máximo	780,03

Fonte: ANEEL, 2012.

⁴ São calculados a partir dos preços semanais ponderados pelo número de horas de cada patamar de carga em cada semana do mês.

Apesar dos limites restringirem os valores que os preços podem assumir, nota-se que o valor máximo é aproximadamente cinquenta e cinco vezes superior ao valor mínimo, requerendo atenção dos agentes às previsões de mercado e cuidados na formulação de estratégias de compra de energia.

2.3 COMPRA DE ENERGIA PELAS DISTRIBUIDORAS

Em 10 de dezembro de 2003 foram emitidas pelo governo federal as Medidas Provisórias – MPs nº 144 e nº 145, definindo as bases do novo ordenamento institucional do setor elétrico e criando a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, respectivamente. Após algumas modificações do Congresso, as citadas MPs foram convertidas, em 15 de março de 2004, nas Leis nº 10.847 e nº 10.848, respectivamente. Por fim, em 30 de julho de 2004, foi emitido o Decreto Presidencial nº 5.163, que detalha e regulamenta as novas regras da comercialização de energia elétrica.

2.3.1 Ambientes de Contratação

As relações comerciais envolvidas na comercialização de energia elétrica estão divididas em dois ambientes:

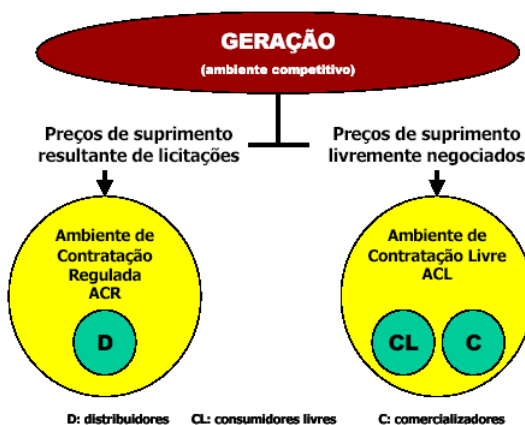
- Ambiente de Contratação Regulada – ACR;
- Ambiente de Contratação Livre – ACL (BRASIL, 2004).

Fazem parte do ACR os consumidores cativos, atendidos por suas distribuidoras. No ACL, estão os consumidores livres que podem escolher seu fornecedor de energia. A migração do ambiente cativo para o ambiente livre ocorre mediante comprovação de demanda superior a 3.000 KW e qualquer tensão de atendimento⁵(BRASIL, 2004). Ainda existem os consumidores livres especiais que são atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 KV cuja carga é maior ou igual a 500 KW. Estes consumidores podem migrar ao ACL mediante a compra de energia de fontes incentivadas compostas por pequenas centrais hidrelétricas (potência instalada até 30 MW), biomassa, energia solar ou eólica. Ambos, geradores a partir de fontes incentivadas e consumidores livres

⁵ Condição para consumidores ligados após a data de 07 de julho de 1995. Ligações anteriores à referida data devem satisfazer também o critério de tensão maior ou igual a 69 KV.

especiais contam com redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição. Assim, consumidores residenciais são atendidos obrigatoriamente pelas concessionárias de distribuição. A energia aos consumidores cativos é contratada pelas distribuidoras junto aos geradores por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs através de leilões regulados “[...] com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária” (MME, 2003, p. 9). Cabe salientar que os contratos firmados até 16 de março de 2004, data da publicação da Lei nº 10.848, foram integralmente preservados e “[...] tratados no ACL até sua expiração” (MME, 2003, p. 10). Já no ACL, as negociações por energia ocorrem bilateralmente entre os consumidores livres e geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia. Vê-se que os agentes de geração, sejam eles produtores independentes de energia, autoprodutores ou concessionários de serviço público de geração, participam dos dois ambientes, contando com a competição de seu segmento, introduzida pelo RESEB. Porém, os compradores de cada ambiente são distintos, conforme apresentado pela Figura 4.

Figura 4 – Visão geral do modelo de contratação.



Fonte: MME, 2003, p. 32.

É importante ressaltar que todos os contratos originados no ACR e no ACL possuem seus montantes de energia, prazo de vigência e suas partes, compradoras e vendedoras, registradas na CCEE para a liquidação de curto prazo e apuração de penalidades. Os preços até o momento não são registrados, sendo utilizados unicamente pelos agentes

envolvidos para os pagamentos bilaterais. Porém, com a publicação da Portaria MME nº 455 (MME, 2012), os preços contratuais passarão a ser registrados na CCEE a partir de 1º de julho de 2013 e permitirão a criação de indicadores de preços praticados no ACL.

A contratação no ACR se dá em forma de *pool*, ou seja, cada distribuidora que declara necessidade não nula de compra de energia celebra contrato com cada um dos vendedores que negociaram energia no leilão. O montante de energia de cada contrato é proporcional à necessidade de cada distribuidora em relação à necessidade total declarada. A Tabela 3 apresenta de forma simplificada e com valores hipotéticos como os contratos são estabelecidos.

Tabela 3 – Compra de energia através de um leilão regulado.

Vendedores		Compradores		Contratos Originados				
Energia Negociada		Necessidade Declarada		A	B	C	D	Total
A	10	20	V	2	4	8	6	20
B	20	30	W	3	6	12	9	30
C	40	10	X	1	2	4	3	10
D	30	20	Y	2	4	8	6	20
		20	Z	2	4	8	6	20
		Total		10	20	40	30	100

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Cada distribuidora celebrou quatro contratos, sendo que o total de contratos originados deste leilão hipotético foi de vinte, ou seja, o número de vendedores multiplicado pelo número de compradores.

Os leilões regulados podem originar CCEARs na modalidade por quantidade ou disponibilidade de energia. Os CCEARs por quantidade de energia estão associados às usinas hidrelétricas, que assumem todos os riscos hidrológicos da operação energética integrada, cabendo a assunção de todos os custos ligados ao suprimento da energia contratada. Já os CCEARs na modalidade de disponibilidade de energia provêm de usinas térmicas. Os riscos, ônus e benefícios da variação da produção da energia são assumidos pelo conjunto⁶ de distribuidoras compradoras deste tipo de contrato.

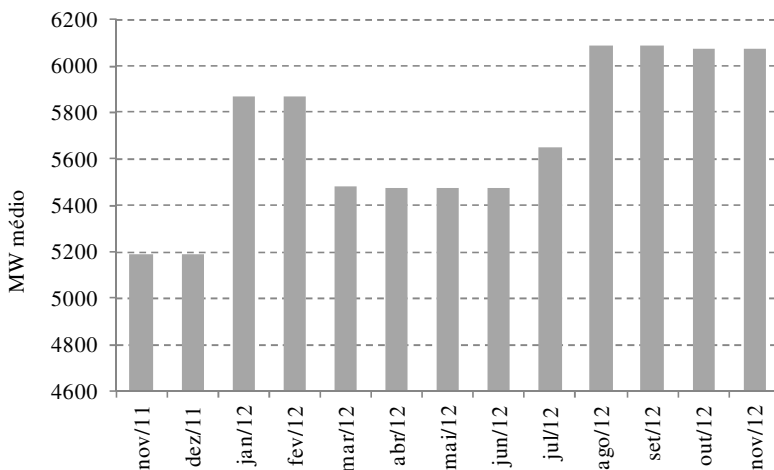
Os contratos por disponibilidade são pagos através da parcela fixa e da variável. A primeira visa a remunerar os ativos de geração e independe da produção de energia da usina. A segunda é paga pelas distribuidoras quando a usina for chamada a gerar, em situações de

⁶ Também denominado de condomínio virtual.

regime hidrológico desfavorável. Os custos de ambas as parcelas são passíveis de repasse às tarifas dos consumidores, porém quanto maior for a quantidade destes contratos maior é o risco associado à gestão financeira, já que montantes elevados devem ser pagos. A Figura 5 apresenta a evolução da energia contratada através de contratos por disponibilidade de energia no SEB entre nov/2011 e nov/2012.

A partir de 2011 os contratos do 6º Leilões de Energia Nova – LEN passam a vigorar. Em 2012 ocorre o início do fornecimento da energia do 5º LEN, justificando o aumento visualizado no gráfico.

Figura 5 – Contratação de energia na modalidade disponibilidade.



Fonte: desenvolvido pelo autor, com base em CCEE, 2013, p. 15.

Uma forma de mitigar os riscos de pagamentos dos contratos por disponibilidade é simular os preços de curto prazo e derivar a previsão dos desembolsos, sendo uma atividade que requer constante atualização, dada à volatilidade do PLD em períodos de escassez de chuvas.

2.3.2 Os Leilões de Energia Elétrica

A obrigatoriedade das distribuidoras de contratarem a totalidade de seu mercado cativo está explícita no inciso II do Art. 2º do Decreto 5.163 da seguinte forma:

II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a

cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL (BRASIL, 2004, p. 2).

No SEB, leilões regulados de energia elétrica são realizados pela CCEE, em conjunto com o MME e a ANEEL, para as distribuidoras comporem a maior parte da carteira de contratos. O restante advém de contratos compulsórios ou outras formas de contratação, conforme os itens a seguir:

- Itaipu Binacional: energia compulsória às distribuidoras dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA: quotas de energia calculadas anualmente pela ANEEL, proporcionalmente ao mercado cativo das distribuidoras que compõem os quatro submercados brasileiros;
- Geração Distribuída: pode ser contratada pela distribuidora através de chamada pública, porém “[...] não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição” (BRASIL, 2004, p. 6);
- Contratos Bilaterais: firmados antes da Lei nº 10.848.

As concessionárias em geral dispõem da maioria de seus contratos oriundos de leilões. Os contratos de Itaipu e Proinfa são compulsórios, já a contratação através de geração distribuída é opcional. Por fim, os contratos bilaterais refletem a política de compra de energia da distribuidora antes da implantação do modelo em vigor.

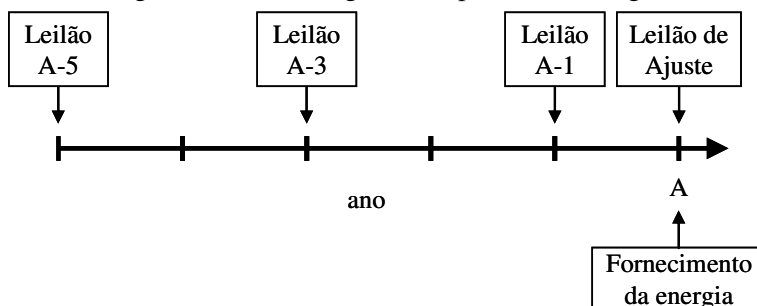
A contratação é realizada de forma conjunta por todas as distribuidoras. A definição dos vendedores se dá pela oferta dos menores preços de energia. Para Guimarães (2006, p. 20), esta prática visa “[...] obter economia de escala na contratação de nova energia (viabilizando grandes projetos), além de repartir riscos e benefícios dos contratos, e equalizar tarifas de suprimento”.

A classificação dos leilões regulados é realizada conforme o prazo de entrega da energia negociada, porém uma distinção deve ser estabelecida entre a contratação de energia nova e energia existente. A Figura 6 resume esquematicamente os leilões regulados.

A energia nova atende à expansão da oferta através da construção de usinas hidrelétricas e termelétricas. Os contratos originados possuem a duração de quinze a trinta anos, sendo os leilões denominados:

- Leilão A-5: realizado com cinco anos de antecedência para o início do fornecimento de energia. Em tese, é um leilão de usinas hidrelétricas, porém pode conter também usinas termelétricas;
- Leilão A-3: realizado com três anos de antecedência do ano “A” de entrega da energia negociada. É um leilão composto basicamente por termelétricas que contam com prazos mais curtos de construção. Ressalta-se também a crescente participação de usinas eólicas nestes leilões.

Figura 6 – Leilões regulados e prazos de entrega.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

As distribuidoras são incentivadas a comprar o maior montante de energia no leilão A-5, considerando que o preço será menor em relação às usinas térmicas. Porém, as incertezas associadas à evolução do mercado daqui a cinco anos são maiores, aumentando os riscos de compra de energia no longo prazo. Desta forma, o leilão A-3, que conta com menos tempo entre a contratação e a entrega da energia, representa nova oportunidade de compra considerando a demanda mais delineada.

A energia existente está relacionada à energia proveniente dos empreendimentos já instalados quando da implantação do modelo que vigora atualmente no setor elétrico. Os leilões desta energia visam à renovação dos contratos que irão vencer, sendo eles:

- Leilão A-1: realizado um ano antes da entrega da energia, originando contratos com três a quinze anos de vigência;

- Leilão de Ajuste: é realizado no mesmo ano em que a energia será entregue, sendo utilizado para complementar a contratação do mercado.

Cabe ressaltar que a energia existente apresenta uma vantagem sobre a energia nova que é a de poder ser descontratada quando a distribuidora verificar a necessidade de ajustar a relação contratos/consumo⁷.

A operacionalização da compra de energia por parte das distribuidoras resume-se ao preenchimento do Termo de Compromisso de Compra de Energia Elétrica do Agente de Distribuição⁸ (MME, 2010) e também da Declaração de Necessidades de Compra de Energia Elétrica (MME, 2010), apresentados nos Anexos A e B. Porém, a busca da contratação eficiente, que não traga prejuízos, depende da análise de alguns pontos importantes tais como: evolução dos contratos compulsórios, principalmente Itaipu; efetivação ou não das migrações ao ACL; recontração da energia existente; condição de atendimento das novas cargas, ACR ou ACL; incertezas na evolução da demanda por energia; e, incertezas regulatórias. Ambos os documentos supracitados devem ser encaminhados ao MME antes da data de realização de cada leilão. Os valores devem estar em MW méd.⁹ e referenciados ao centro de gravidade de cada distribuidora, ou seja, precisam contemplar as perdas da rede básica de transmissão.

Outra modalidade de leilão que começou a ser praticada em 2008 foi o Leilão de Energia de Reserva – LER. O primeiro ocorreu em Agosto/2008 e negociou energia de biomassa com entrada entre 2009 e 2012. O segundo foi em dezembro de 2009, tendo negociado energia puramente eólica com início de fornecimento em 2012. A base regulatória da energia de reserva é o Decreto 6.353 de 16 de janeiro de 2008, que define como tal a energia “[...] destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim” (BRASIL, 2008, p. 1). A energia de reserva não representa lastro para comprovação de contratação do consumo. Não é preciso

⁷ Para uma descrição de como será tratada a energia existente a partir da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, ver o Apêndice B.

⁸ Referem-se ao leilão A-3, realizado em 2010.

⁹ Mega-Watt médio: unidade fictícia que expressa a razão entre a energia consumida em um dado período e o número de horas do mesmo período. Nas declarações de compra, a referência é o ano de entrega da energia.

haver a declaração da necessidade de compra e a energia é liquidada no mercado de curto prazo, sendo que as distribuidoras pagam compulsoriamente o Encargo de Energia de Reserva – EER, definido pela ANEEL na proporção de seus mercados cativos.

2.3.3 Mecanismos de Ajuste

Os mecanismos de ajuste representam formas que as distribuidoras dispõem para ajustar seus contratos ao consumo de energia, visando à contratação ou à descontração. São agregados sob a denominação de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSDD, podendo ser utilizados para a redução de contratos a partir da verificação de, pelo menos, uma das três condições: migração de consumidores potencialmente livres ao ACL; outras variações de mercado, possibilitando a redução de até 4% ao ano; e, acréscimo nos contratos iniciais, celebrados até 16 de março de 2004. O ajuste ocorre sempre sobre os montantes dos CCEARs de energia existente, afetando todo o horizonte dos contratos.

Operacionalmente, existem várias modalidades de MCSDD pelas quais a distribuidora pode optar em utilizar, desde que satisfaça os requisitos necessários, conforme apresentado abaixo:

- MCSDD Mensal: utilizado para redução em decorrência da saída de consumidores ao mercado livre e devido ao acréscimo de energia em contratos firmados antes de 16 de março de 2004;
- MCSDD Trocas Livres: compensa sobras e déficits de energia, ocorrendo normalmente no primeiro semestre do ano. O montante a declarar é livre e as modificações passam a vigorar a partir de julho do mesmo ano;
- MCSDD Anual de 4%: utilizado para compensações de até 4%, gerando impacto no ano seguinte ao de seu processamento;
- MCSDD Itaipu: previsto para acontecer de quatro em quatro anos devido às alterações das cotas-parte de Itaipu;
- MCSDD *Ex-post*: não há intercâmbio de energia, sendo utilizado apenas na aplicação de penalidades ao se efetuar o balanço anual entre contratos e consumo de cada agente na CCEE.

As reduções ou acréscimos ocorrem de maneira proporcional à energia de cada produto e contrato, sendo a CCEE o órgão setorial

responsável pelo processamento e divulgação dos resultados. O MCS D Trocas Livres possibilita maior flexibilidade às distribuidoras por não possuir restrições de valores a compensar, não ser necessário declarar os motivos das compensações e por interferir no ano em curso. Porém, seu processamento depende da existência simultânea de sobras e déficits declarados entre os agentes de distribuição. Por fim, o MCS D *Ex-Post* torna-se uma ferramenta para mitigar o risco de subcontratação na apuração anual realizada pela CCEE.

2.4 REPASSE DOS CUSTOS

O custo de compra de energia compõe a chamada Parcela A da receita requerida pela distribuidora, representando custos não gerenciáveis pela concessionária e passíveis de repasse às tarifas dos consumidores finais. A ANEEL busca, através da regulação, garantir a neutralidade da Parcela A por considerar que o negócio da distribuidora não é a energia elétrica, mas sim a gestão de ativos de distribuição. Porém, a garantia do repasse acontece desde que sejam seguidas as regras impostas pela regulação.

Susteras (2006) argumenta que, apesar dos custos com energia resultarem de leilões, o repasse não é garantido porque a distribuidora decide a quantidade de energia que irá adquirir. Assim, as regras de repasse induzem à contratação eficiente.

O Art. 38 do Decreto 5.163 estabelece que “[...] a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição” (BRASIL, 2004, p. 19) quando do repasse dos custos de aquisição de energia elétrica. O limite é justificável por contemplar os desvios das previsões de mercado, limitando-os em até 3%, e por desestimular a subcontratação a partir da garantia de repasse dos custos da sobrecontratação.

Resumidamente, o repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas dos consumidores é regulado pelo Valor de Referência – VR, diferindo conforme a origem dos contratos de suprimento e o nível de contratação da distribuidora. O VR é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia nos leilões A-3 e A-5, sendo calculado anualmente da seguinte forma:

$$VR = \frac{p_5 Q_5 + p_3 Q_3}{Q_5 + Q_3}, \quad (1)$$

em que:

- p_5 é o preço médio da energia no leilão A-5;
 Q_5 é a quantidade de energia (MWh/ano) adquirida no leilão A-5;
 p_3 é o preço médio da energia no leilão A-3;
 Q_3 é a quantidade de energia (MWh/ano) adquirida no leilão A-3.

A Tabela 4 apresenta o histórico dos valores de referência entre os anos de 2007 e 2011. Para que eles sejam aplicáveis aos anos a que se referem, há a necessidade de correção pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA para o mês de dezembro do ano anterior ao da aplicação. Assim, a correção do VR de 2012 resulta em R\$ 161,94 / MWh.

Guimarães (2006) deduz matematicamente que é lucrativo para a distribuidora ter seu custo médio de contratação de energia nova inferior à média do mercado, ou seja, ao VR. Isto serve de indicativo para a maior contratação possível acontecer no leilão A-5 que possui, mesmo que sejam por definição, os menores custos de energia nova.

Tabela 4 – Valores de Referência.

Ano	VR (R\$/MWh)	Base
2007	77,70	dez/04
2008	129,42	dez/05
2009	129,88	jun/06
2010	128,94	jul/07
2011	135,38	set/08
2012	141,72	ago/09

Fonte: desenvolvido pelo autor, com base em ANEEL, 2006; ANEEL, 2007; ANEEL, 2008; e, ANEEL, 2010.

A seguir, será apresentado um resumo sobre as formas e restrições de repasse da energia adquirida nos vários leilões regulados e através de geração distribuída.

a) Leilão A-5;

- Repasse integral desde que observado o limite mínimo de reconstratação de 96% do montante de reposição¹⁰;
- Caso contrário, o repasse será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente – VRE¹¹ aplicado aos CCEARs de maior preço.

b) Leilão A-3;

- Repasse integral limitado ao montante de 2% da carga verificada da distribuidora no ano A-5 mais a sobrecontratação involuntária, caso ocorra, desde que o mínimo (96%) de reconstratação do montante de reposição seja atendido;
- A parcela que ultrapassar 2% será repassada pelo menor valor entre p_5 e p_3 , definidos em (1);
- Caso o limite mínimo do montante de reposição não seja recontratado, o repasse acontecerá ao VRE aplicado aos CCEARs de maior preço.

Observações:

- Os produtos originados no 1º e 2º Leilão de Energia Nova – LEN¹² com início de suprimento em 2008 e 2009 terão repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica;
- O repasse dos custos dos leilões A-5 e A-3 poderá sofrer redução, nos primeiros três anos de suprimento, caso não haja a reconstratação de, no mínimo, 96% da energia existente nos leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes. A diferença entre o limite inferior de reconstratação

¹⁰ Montante líquido de energia elétrica de contratos que alcancem fim de vigência no ano da realização de leilões de energia a partir de empreendimentos existentes (BRASIL, 2004).

¹¹ Valor médio ponderado, em R\$/MWh, de aquisição de energia de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano A-1. Aplicado nos três anos posteriores ao leilão em que o limite mínimo do montante de reposição não tenha sido atingido.

¹² O 1º LEN foi realizado em 16/12/2005, já o 2º LEN na data de 29/06/2006.

e a quantidade contratada terá repasse através do VR penalizado por um redutor, conforme detalha o Art. 40 do Decreto 5.163 (BRASIL, 2004)¹³. Susteras (2006) comenta que a obrigatoriedade de recontração da energia existente visa coibir a contratação em excesso de energia nova, o que levaria à expansão da capacidade instalada antes do tempo necessário;

- A recontração da energia existente iniciou-se em 2009. Se houver disponibilidade no SIN, o limite máximo de recontração pode ficar 0,5% acima do montante de reposição.

c) Leilão A-1;

- Para os leilões realizados entre 2006 e 2008, com início de suprimento no ano seguinte ao do leilão, o repasse será integral para o montante até 1% da carga verificada um ano antes ao da declaração de necessidade de compra. O montante que ultrapassar 1% da carga será repassado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia existente, no ano de repasse;
- Repasse integral a partir de 2010;
- A compra frustrada¹⁴ terá repasse integral no caso dos leilões de energia nova, realizados em 2005 e 2006 com entrega de energia em 2008 e 2009, respectivamente.

d) Leilão de Ajuste e Geração Distribuída;

- Repasse integral limitado ao VR;
- A compra por leilão de ajuste é limitada a 1% da carga contratada;
- A contratação de geração distribuída é limitada a 10% da carga da distribuidora.

¹³ O Apêndice B apresenta a atualização desta regra, inserida pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

¹⁴ “[...] a quantidade de energia elétrica declarada pelo agente de distribuição e não contratada no respectivo leilão” (BRASIL, 2004, p. 19).

e) Leilão de Fontes Alternativas;

- Repasse integral dos custos de aquisição de energia.

f) Itaipu e Proinfa.

- Repasse integral dos custos de aquisição de energia.

De maneira geral, a distribuidora poderá, involuntariamente, adquirir energia em quantidade superior ou inferior a sua declaração de necessidade. No primeiro caso, o repasse dos custos às tarifas dos consumidores é garantido aos montantes superiores à declaração. No caso de compra frustrada, o tratamento é considerado na aplicação de penalidades, abordada a seguir.

2.5 PENALIDADES

Conforme afirmado anteriormente, a partir de 2005, passou a vigorar a obrigatoriedade de contratação da totalidade do consumo em termos de energia e potência. Porém, a cobertura dos limites de contratação de potência só será avaliada a partir de 2015.

Apesar da contabilização do mercado, realizada pela CCEE, ocorrer em base mensal, a apuração das penalidades é realizada com base em um horizonte de 12 meses. Além disso, as receitas resultantes da aplicação das penalidades são revertidas à modicidade tarifária no ACR.

No caso da cobertura do consumo de energia e apenas para os agentes da categoria de distribuição, o cálculo da penalidade é realizado uma única vez no ano, considerando o ano civil anterior, sempre no mês de janeiro. Se houver violação dos limites, há notificação por parte da CCEE e a possibilidade de aplicação de penalidade financeira. O agente penalizado pode, por sua vez, apresentar contestação que é analisada pela CCEE, decidindo pela aplicação ou cancelamento da penalidade.

O nível de contratação da distribuidora pode situar-se em três posições: abaixo de 100%; entre 100% e 103%; e, acima de 103%. A análise de cada uma delas deve considerar o valor do PLD em relação ao VR. Especificamente para uma distribuidora, é realizada a comparação entre o total de contratos e o consumo verificado. Caso o consumo seja maior do que os contratos, constata-se que a distribuidora foi obrigada a comprar energia no mercado de curto prazo. Do contrário, a distribuidora vendeu energia neste mercado.

2.5.1 Contratação Abaixo de 100%

Situação que implica a compra da energia sem contrato no mercado de curto prazo da CCEE, valorada através do PLD. O repasse do custo às tarifas ocorrerá pelo menor valor entre o PLD e o VR. Além disso, a distribuidora é penalizada no montante subcontratado pelo maior valor entre o PLD e o VR. Matematicamente, cada unidade de energia abaixo de 100% da demanda trará um custo pela diferença da compra e o repasse mais a multa por subcontratação, da seguinte forma:

$$Pen_{Sub} = MWh_{Sub} \cdot [PLD - \min(PLD; VR) + \max(PLD; VR)], \quad (2)$$

em que:

Pen_{sub} penalidade por não atendimento à totalidade do consumo, dada em R\$;
 MWh_{sub} quantidade de energia consumida sem cobertura contratual.

Mesmo que o custo da energia subcontratada seja integralmente repassado aos consumidores, caso em que o PLD seja menor que o VR, a multa sempre ocorre e sofre a volatilidade do preço no mercado de curto prazo.

2.5.2 Contratação Entre 100% e 103%

Situação a ser alcançada pela distribuidora, pois o custo associado à aquisição da energia contratada pode ser integralmente repassado aos consumidores cativos, conforme a regulação vigente e desde que as regras de compra sejam seguidas corretamente. Ao mesmo tempo, a distribuidora pode apropriar-se de ganhos financeiros advindos da liquidação das diferenças contratuais na CCEE. Porém, ganhos econômicos são destinados aos consumidores na forma de modicidade tarifária.

2.5.3 Contratação Acima de 103%

A distribuidora deve evitar a compra de energia muito acima de seu consumo realizado. Esta prática traz desvantagens, pois não existe a garantia de que o total dos custos será integralmente repassado às tarifas de fornecimento. Com base nas regras de comercialização, o repasse

ocorre de forma integral até o limite de 103%. Os ganhos financeiros e econômicos ou perdas decorrentes das liquidações na CCEE acima dos 103% são integralmente absorvidos pela distribuidora, podendo ser expressos da seguinte forma:

$$GP_sobre = MWh_sobre \cdot (PLD - Mix), \quad (3)$$

em que:

GP_sobre ganho ou perda devido à sobrecontratação, dado em R\$;
MWh_sobre quantidade de energia acima de 103% do consumo;
Mix representa o preço médio dos contratos de compra de energia existente da distribuidora.

Neste trabalho é considerado o preço médio dos contratos de energia existe no lugar do preço médio de todos os contratos pelo fato da distribuidora poder utilizar o MCSD e descontratar energia existente para equilibrar o nível de contratação do mercado.

Conforme mostrado, as regras de repasse fazem com que as distribuidoras preocupem-se em acertar suas contratações agregadas, existindo para isto várias oportunidades representadas pelos leilões de energia. Algumas características do esquema de incentivos:

- Penaliza a subcontratação de energia;
- Garante a cobertura dos custos, surgindo a possibilidade de ganhos financeiros quando a energia contratada se situar dentro do intervalo entre 100% e 103% do consumo da distribuidora;
- Oferece a oportunidade de ganhos ou perdas quando a contratação de energia superar o consumo em mais de 103%.

Por fim, cabe ressaltar que compras frustradas que venham a gerar exposições caracterizadas como involuntárias não se sujeitam ao limite de repasse pelo mínimo valor entre PLD e VR. No caso dos leilões de energia existente, o repasse dos custos ligados à quantidade frustrada será integral desde que o montante de reposição seja respeitado.

2.6 FATOS RELEVANTES

São considerados como fatos relevantes acontecimentos, modificações regulatórias ou constatações práticas que imputam maiores riscos à atividade de comercialização de energia. Ao mesmo tempo, demandam maior atenção das equipes de mercado e compra de energia, com o objetivo de evitar prejuízos.

2.6.1 A Energia de Itaipu

Como já afirmado, a energia da usina de Itaipu compõe compulsoriamente os contratos de compra de energia elétrica das distribuidoras dos submercados Sul e Sudeste, sendo a Eletrobrás seu agente comercializador.

O Tratado de Itaipu foi assinado em 1973, colocando em termos bem gerais as questões estratégicas ligadas ao empreendimento. Questões técnicas e operacionais complementares foram abordadas através de Notas Reversais, preservando os fundamentos do Tratado. Já decisões que complementam o Tratado podem ser formalizadas através de Notas, envolvendo seus signatários.

Em 25 de julho de 2009, Brasil e Paraguai assinaram a Nota de Intenções nº 345 (MRE, 2010) contendo, entre seus 31 itens, os seguintes destaques: a autorização para o Paraguai vender energia de Itaipu e de outras usinas no mercado livre brasileiro; e, a elevação do fator multiplicador a ser aplicado sobre o valor pago pelo Brasil à energia cedida pelo Paraguai.

O Paraguai tem direito a 50% da energia gerada em Itaipu, porém o montante utilizado tem sido de apenas 8% (BRITO *et al.*, 2010). O restante é vendido à Eletrobrás através de um preço fixo. O fator multiplicador dessa energia passou de 5,1 para 15,3. Consequentemente, o montante anual pago era da ordem de US\$ 120 milhões e foi reajustado para US\$ 360 milhões. Ainda segundo Brito *et al.* (2010), o custo anual para cada brasileiro será de R\$ 2, cabendo às distribuidoras repassá-lo aos seus consumidores.

A possibilidade futura sobre a venda da energia secundária¹⁵ de Itaipu no mercado livre brasileiro é a maior fonte das incertezas. O montante estimado de energia é de 3 mil MW médios e especialistas avaliam que várias mudanças serão necessárias no Marco Regulatório,

¹⁵ Energia elétrica gerada acima da energia destinada à comercialização, ou seja, da garantia física.

prevendo ainda que muitos consumidores serão incentivados a migrar para o mercado livre tendo como incentivo a expectativa de preços mais baixos (CANAL ENERGIA, 2009). Às distribuidoras caberá, portanto, os ajustes em seus contratos de compra de energia visando equilibrar a contratação do mercado.

A possível retirada da energia de Itaipu do mercado cativo brasileiro poderá forçar a realização de novos leilões com forte possibilidade de instalação de usinas térmicas com custos elevados de geração. O reflexo para as distribuidoras será imediato com o aumento dos custos de aquisição de energia.

O ACL e o Paraguai não se beneficiariam da comercialização na nova modalidade devido aos riscos que não estão sendo equacionados adequadamente como a oscilação dos preços, custos de transmissão e conversão de frequência (BRITO *et al.*, 2010). Os autores afirmam ainda que o acordo é puramente político e não faz sentido do ponto de vista do arranjo institucional do setor elétrico, do ponto de vista econômico e legal.

O assunto é tema de estudo do grupo de trabalho denominado GT Energia de Itaipu – GTEI, criado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (CNPE, 2009).

Outro tema envolvendo a energia de Itaipu e que afeta diretamente as distribuidoras é a redução da sua garantia física (MME, 2004). O instrumento regulatório define, entre outros itens, a redução de 430 MW méd. na energia passível de comercialização. Porém, a metodologia se aplica até o mês de dezembro de 2014. A partir de 2015 ainda não existe definição regulatória sobre o tema. As distribuidoras, por outro lado, declararam, em 2010, suas necessidades de energia elétrica para o ano de 2015 sem dispor de informações sobre a continuidade ou não da metodologia de cálculo em vigor atualmente.

2.6.2 Apuração do Lastro de Potência

Atendendo à determinação regulatória, as distribuidoras, a partir de 2015, deverão passar a contratar também a totalidade de seus mercados de potência. Operacionalmente, a CCEE irá verificar diariamente o atendimento do consumo ocorrido no patamar de carga pesada¹⁶, não havendo apuração se o patamar não existir. Após a

¹⁶ Patamares de carga representam horários nos quais o consumo de energia é semelhante. A CCEE define os patamares: leve, médio e pesado. O patamar

publicação dos resultados da contabilização, as distribuidoras terão quatro dias úteis para negociarem com geradores a alocação de energia nos dias em que o consumo superou os contratos modulados. A transação poderá ser onerosa ou não para a distribuidora, sendo que a liquidação ocorrerá bilateralmente e sem o conhecimento dos montantes financeiros por parte da CCEE.

Uma das críticas à apuração do lastro de potência foi a de que a maioria dos contratos, com exceção dos contratos bilaterais, possui modulação automática pelo perfil de carga de cada distribuidora. Assim, poderá ocorrer penalidade num processo em que a distribuidora terá pouca margem de atuação em função dos tipos de contratos de sua carteira. O comportamento da carga pode ser considerado como ponto positivo. A ocorrência do maior consumo fora do patamar pesado contribui para aliviar a exposição da distribuidora.

2.6.3 Neutralidade da Parcela A

A magnitude da Parcela A¹⁷, em comparação às demais componentes da receita requerida adicionada aos tributos, motiva as distribuidoras a requererem não apenas a neutralidade econômica dos custos não gerenciáveis, mas também a neutralidade financeira.

O redirecionamento da política de privatização no Brasil adicionou riscos regulatórios diferenciados entre as distribuidoras, refletindo-se em estruturas diferenciadas de contratos de compra de energia elétrica. Assim, o custo de aquisição da energia, embora dito não gerenciável e sem margem de comercialização, tem agregado riscos diferenciados entre as distribuidoras, como por exemplo, os decorrentes dos submercados existentes no SIN e os ligados aos contratos por disponibilidade.

Geralmente, uma distribuidora possui a totalidade de sua carga no submercado em que ela se encontra geograficamente. Por outro lado, grande parte de seus contratos pode estar registrada em outros submercados, podendo um percentual significativo ser da modalidade por disponibilidade. As diferenças de preços no mercado de curto prazo entre os submercados e o despacho de usinas térmicas elevam os riscos financeiros ligados à compra de energia elétrica. No ACR (leilões) os

pesado abrange três horas consecutivas do dia em que ocorre o maior consumo de energia elétrica, não existindo em domingos e feriados.

¹⁷ Parcela de custos não gerenciáveis por parte da distribuidora. Refere-se aos custos com aquisição de energia.

contratos são registrados no submercado do vendedor, ficando a distribuidora sujeita à diferença de preços entre submercados. Consequentemente, clientes cativos de diferentes áreas de concessão pagam preços diferenciados da parcela de energia elétrica.

3 MODELAGEM DETERMINÍSTICA DO PROBLEMA DA CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE ENERGIA ELÉTRICA

Através da obrigatoriedade de cobertura contratual da totalidade de seus mercados, as distribuidoras devem comprar energia nos leilões regulados em complemento aos contratos compulsórios (Itaipu e Proinfa), contratos bilaterais e de geração distribuída. Porém, sob ponto de vista de uma distribuidora, a definição da quantidade a ser contratada deve buscar garantir o repasse dos custos às tarifas dos consumidores e evitar penalidades devido à insuficiência de contratos ou à sobrecontratação excessiva. Na sequência deste capítulo são descritos os principais aspectos relativos aos leilões no ACR a fim de ir apresentando matematicamente as funções envolvidas na construção do modelo de otimização associado.

3.1 HORIZONTE DE ESTUDO

A modelagem desenvolvida abrange o horizonte máximo para o qual é possível comprar energia, ou seja, cinco anos. A discretização é anual e busca definir em cada etapa as compras que devem ser efetuadas pela distribuidora. Essa discretização não está ligada à frequência de utilização do modelo, sendo que a atualização dos parâmetros de entrada devido à evolução do mercado contribui para a obtenção de soluções mais aderentes à realidade.

3.2 DESENVOLVIMENTO DAS EQUAÇÕES

A modelagem a seguir considera inicialmente o problema da contratação de energia como um problema determinístico, ou seja, não existe incerteza em quaisquer variáveis apresentadas e a resolução se faz através de um modelo de programação linear.

3.2.1 Atendimento à Carga

A restrição de atendimento à carga indica que as compras anuais de cada leilão devem preencher a diferença entre a previsão do consumo e os contratos que já fazem parte da carteira da distribuidora, ou seja, compras de energia existente e demais contratos. Deste modo, tem-se a seguinte restrição associada com o atendimento a demanda em cada estágio de tempo:

$$\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i + \sum_{i=t-1}^t aj_i + \sum_{i=1}^t m_i + def_t - sob_t \quad (4)$$

$$-exc_t = d_t - EE_t' - EC_t, \quad \forall t = 1, \dots, 6$$

em que:

- $a1_i$ contrato celebrado no ano i referente ao leilão do tipo A-1;
- $a3_i$ contrato celebrado no ano i referente ao leilão do tipo A-3;
- $a5_i$ contrato celebrado no ano i referente ao leilão do tipo A-5;
- aj_i contrato celebrado no ano i referente ao leilão do tipo ajuste;
- m_i mecanismo de compensação de sobras e déficits, utilizado para aumento ou redução de contratos no ano i ;
- def_t variável de folga para fechar o balanço de carga, indicando déficit de contratos de energia elétrica no ano t ;
- sob_t variável de folga para absorver os contratos de energia acima de 103% da carga no ano t , i.e., a sobrecontratação de energia;
- exc_t excedente, variável de folga para absorver os contratos de energia até 103% da carga no ano t ;
- d_t consumo previsto de energia no ano t , o qual deve considerar as perdas de distribuição, perdas de transmissão, migrações de consumidores entre o ACL e o ACR, e, opção pelo ambiente cativo ou livre de novas cargas;
- EE_t' total de contratos de energia existente no ano t ;
- EC_t total de outros contratos já firmados (Itaipu, Proinfa, geração distribuída, bilaterais e de leilões de energia nova) no ano t .

Conforme pode ser visto em (4) a energia existente está modelada com uma variável própria dado que a mesma é passível de aumento ou redução através dos MCSDs.

Se a soma das contratações for menor do que a necessidade a ser comprada, a diferença será alocada na variável de déficit que indicará a subcontratação (abaixo de 100% da carga). Por outro lado, a contratação entre 100% e 103% da carga será alocada na variável de excedente exc_t . Se a contratação ultrapassar 103% da carga, os contratos serão alocados na variável de sobrecontratação sob_t .

Para o MCSd, optou-se por não modelar uma modalidade específica desta forma de ajuste. A variável m_i indica apenas o aumento ou diminuição de contratos, sendo limitada entre -4% e +4% da energia existente em cada ano, podendo assumir valores menores, mas não

maiores. A opção pela modalidade do MCSD será exercida pela distribuidora que escolherá a forma mais adequada para ajustar sua contratação segundo as condições do mercado. Os resultados do modelo para ajustes de contratação através de operações de MCSD devem ser cuidadosamente avaliados porque, na prática, não existem garantias de concretização das negociações, já que é necessária a existência de outras distribuidoras com sobras ou déficits de energia para viabilizar a operação com distribuidoras com déficit ou sobras de energia, respectivamente.

3.2.2 Limites nos Leilões A-1

Entre os anos 2006 e 2008, o repasse às tarifas dos custos de energia nos leilões A-1 era limitado a 1% do consumo do ano anterior ao leilão. A partir de 2009, passou a ser possível às distribuidoras contratarem o Montante de Reposição (MR), ou seja, o volume de contratos de energia existente que se encerra no ano. Atualmente, a flexibilidade existente neste valor pode variar entre 96% de MR e MR mais 0,5% da demanda verificada no ano anterior ao do leilão¹⁸.

Neste cenário regulatório, configura-se assim a restrição de que o limite máximo de compra através do leilão A-1 é de MR mais 0,5% da carga verificada no ano anterior, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} 0 \leq a1_t &\leq mr_t + 0,005d_{t-1}, \quad \forall t = 1, \dots, 5 \\ a1f_t + a1_t &\geq 0,96mr_t, \quad \forall t = 1, \dots, 5 \end{aligned} \quad (5)$$

em que:

mr_t montante de reposição de energia a ser recontratada no ano t ;
 $a1f_t$ variável de folga para alocar compras de energia abaixo de 96% do montante de reposição.

O Decreto 5.163 (BRASIL, 2004) cita o repasse integral dos leilões realizados de 2006 a 2008 desde que seja contratado no máximo 1% da carga verificada no ano anterior ao ano de preenchimento da declaração. A partir de 2009, o mesmo documento afirma que as distribuidoras poderão contratar seu montante de reposição. Desta

¹⁸ Para uma atualização sobre a recontração do montante de reposição, ver Apêndice B.

forma, considerou-se que quando não houver montante de reposição, o modelo ficará limitado a contratar 0,5% da carga verificada no ano anterior. A regulação não evidencia a ocorrência de penalidade para contratação acima deste valor, porém, apresenta com clareza a penalidade para contratação abaixo de 96% de MR.

3.2.3 Limites nos Leilões A-3

A restrição de compra nos leilões A-3 impõe o limite máximo de 2% do consumo verificado no ano A-5, ou seja, dois anos antes da realização do leilão:

$$a3_t - a3f_t \leq 0,02d_{t-2}, \quad \forall t = 1, \dots, 3 \quad (6)$$

em que:

$a3f_t$ variável de folga para alocar compras de energia acima de 2% do consumo observado dois anos antes ao ano de ocorrência do leilão;

A limitação em 2% no limite de compra resguarda a distribuidora de prejuízos no repasse dos custos às tarifas.

3.2.4 Limites nos Leilões A-5

A contratação através de leilões A-5 não possui restrição nos montantes de compra, possibilitando à distribuidora comprar em maior quantidade para suprir sua necessidade de contratos.

3.2.5 Limites nos Leilões de Ajuste

A restrição de repasse dos leilões de ajuste limita-se a 1% dos contratos já firmados para um determinado ano, gerando a seguinte restrição:

$$aj_t - 0,01 \left[\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i + aj_{t-1} + \sum_{i=1}^t m_i \right] \leq \quad (7)$$

$$0,01(EE'_t + EC_t), \quad \forall t = 1, \dots, 6$$

3.2.6 Sobrecontratação

Na modelagem, a sobrecontratação refere-se à quantidade de energia contratada que supera o consumo em 3%. Na função objetivo, ela será multiplicada pela diferença entre o preço médio da energia acima de 3% (mix_t^{sobra}) e o PLD. Haverá ganho para a distribuidora quando o PLD estiver maior que o preço médio das sobras de energia, do contrário, não será vantagem contratar energia em excesso. A restrição apresenta-se da seguinte forma:

$$sob_t \frac{(PLD_t - mix_t^{sobra})}{|mix_t^{sobra} - PLD_t|} - exc_t \leq 0, \quad \forall t = 1, \dots, 6 \quad (8)$$

$$0 \leq exc_t \leq 0,03d_t, \quad \forall t = 1, \dots, 6$$

Podem ser analisadas duas situações para o acionamento pelo modelo das variáveis sob_t e exc_t :

- (1) $mix_t^{sobra} < PLD_t$: a variável exc_t é utilizada até o limite de 103% da carga. Acima deste valor, os contratos passam a ser armazenados na variável sob_t ;
- (2) $mix_t^{sobra} > PLD_t$: utilização apenas da variável exc_t .

3.2.7 Limites nas Transações Através de MCSD

Conforme comentado, as transações realizadas por meio do MCSD recaem sobre os produtos de energia existente, aumentando-os ou diminuindo-os. Considerando que as transações através do MCSD são incertas, pois dependem de outras distribuidoras, optou-se por limitá-las à quantidade de $\pm 4\%$ da energia existente, sendo este o mesmo percentual do MCSD Anual de 4%. Assim, a restrição toma a forma:

$$-0,04 \left(EE'_t + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} al_i + \sum_{i=t-1}^t aj_i + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i \right) \leq m_t \quad (9)$$

$$\leq 0,04 \left(EE'_t + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} al_i + \sum_{i=t-1}^t aj_i + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i \right), \quad \forall t = 1, \dots, 6$$

3.2.8 Função Objetivo

A função objetivo do problema busca minimizar o valor presente dos custos de aquisição de energia e de possíveis penalidades devido ao déficit de contratos, sobrecontratação de energia ou não contratação do limite mínimo do montante de reposição. Através de uma taxa de desconto apropriada¹⁹, todos os custos são descontados a valor presente para todos os anos t do horizonte de estudo:

$$\begin{aligned}
 \min f = & \sum_{t=1}^6 \frac{1}{(1+\alpha)^{t-1}} \left\{ fc \sum_{i=1}^{(t-1)^+} Cal_i^t a1_i + fc \sum_{i=1}^{(t-3)^+} Ca3_i^t a3_i + \right. \\
 & fc \sum_{i=1}^{(t-5)^+} Ca5_i^t a5_i + fc \sum_{i=t-1}^t Caj_i^t aj_i + fc \cdot mix_t^{ee} \sum_{i=1}^t m_i + \\
 & sob_t (mix_t^{sobra} - PLD_t) + \\
 & fp \cdot def_t [PLD_t - \min(PLD_t; VR_t) + \max(PLD_t; VR_t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3f_i [Ca3_i^t - \min(Ca3_i^t; Ca5_i^t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1f_i [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=1,2,3,4 \\
 & fp \sum_{i=2}^{(t-1)^+} a1f_i [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=5 \\
 & \left. fp \sum_{i=3}^{(t-1)^+} a1f_i [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] \right\}
 \end{aligned} \tag{10}$$

em que:

- α taxa de desconto anual;
 fc fator de ponderação dos custos de aquisição de energia, podendo variar entre 0 e 1;

¹⁹ Normalmente utiliza-se a taxa WACC, refletindo o custo médio ponderado entre o capital próprio e o de terceiros da empresa de distribuição.

fp	fator de ponderação das penalidades aplicáveis às violações das regras de compra de energia, podendo variar entre 0 e 1;
$Ca1_i^t$	custo de aquisição de energia no ano t do leilão A-1 realizado no ano i , em R\$/MWh;
$Ca3_i^t$	custo de aquisição de energia no ano t do leilão A-3 realizado no ano i , em R\$/MWh;
$Ca5_i^t$	custo de aquisição de energia no ano t do leilão A-5 realizado no ano i , em R\$/MWh;
Ca_j^t	custo de aquisição de energia no ano t do leilão de ajuste realizado no ano i , em R\$/MWh;
mix_t^{ee}	custo médio de aquisição da energia existente no ano t , em R\$/MWh;
mix_t^{sobra}	custo médio de aquisição das sobras de energia acima de 103% da carga no ano t , em R\$/MWh;
PLD_t	Preço de Liquidação das Diferenças no ano t , em R\$/MWh. Representa a média do PLD ponderada pela carga do mercado da distribuidora nos 12 meses do ano anterior.
VR_t	valor de referência no ano t , em R\$/MWh;
VRE_t	valor de referência da energia existente no ano t , em R\$/MWh;

Os fatores fc e fp podem ser utilizados para uma combinação entre os custos de aquisição de energia e as penalidades, podendo ser utilizados para testes do modelo ou para evidenciar a intenção da distribuidora de otimizar as tarifas para os consumidores ou evitar penalidades.

Cabe ressaltar que a valoração da sobrecontratação e das transações através de MCSD foi realizada através do preço médio da energia de sobras e do preço médio da energia existente, respectivamente, já que estes representam os custos de oportunidade em cada caso.

Outra observação importante é que, na prática, adiciona-se à função objetivo um termo fixo independente do processo de otimização, visando refletir os custos já contraídos pela distribuidora com as operações de compra de energia ou decorrentes da operação do sistema elétrico.

No repasse dos custos referentes à quantidade de energia comprada nos leilões A-3 e que exceder em 2% o consumo verificado no ano A-5, a regulação afirma (BRASIL, 2004) que deverá ocorrer pelo

menor valor ($VL5$ ou $VL3$) entre os preços médios verificados nos leilões de novos empreendimentos de geração, ou seja, A-5 ou A-3. Porém, a modelagem está considerando que cada leilão origina apenas um contrato, fazendo com que seu preço ($Ca5_i^t$ ou $Ca3_i^t$) corresponda ao próprio preço médio do leilão.

Situação semelhante ocorre com a limitação do repasse da energia nova devido a não contratação do valor mínimo do montante de reposição. Busca-se o maior valor entre os leilões A-3 e A-5 para compor a penalidade através da diferença com o valor de referência da energia existente.

3.2.9 Modelo Completo de Otimização

Para permitir uma visão mais ampla da estrutura do problema de otimização, serão apresentadas a seguir a função objetivo juntamente com todas as restrições descritas anteriormente.

$$\begin{aligned}
 \min f = & \sum_{t=1}^6 \frac{1}{(1+\alpha)^{t-1}} \left\{ fc \sum_{i=1}^{(t-1)^+} Ca1_i^t a1_i + fc \sum_{i=1}^{(t-3)^+} Ca3_i^t a3_i + \right. \\
 & fc \sum_{i=1}^{(t-5)^+} Ca5_i^t a5_i + fc \sum_{i=t-1}^t Ca_j^t a_j + fc \cdot mix_t^{ee} \sum_{i=1}^t m_i + \\
 & sob_t (mix_t^{sobra} - PLD_t) + \\
 & fp \cdot def_t [PLD_t - \min(PLD_t; VR_t) + \max(PLD_t; VR_t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3f_i [Ca3_i^t - \min(Ca3_i^t; Ca5_i^t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1f_i [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=1,2,3,4 \\
 & fp \sum_{i=2}^{(t-1)^+} a1f_i [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=5 \\
 & \left. fp \sum_{i=3}^{(t-1)^+} a1f_i [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] \right\}
 \end{aligned} \tag{11}$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i + \sum_{i=t-1}^t aj_i + \sum_{i=1}^t m_i + def_t - sob_t \quad (12)$$

$$-exc_t = d_t - EE'_t - EC_t, \quad \forall t=1,...,6$$

$$0 \leq a1_t \leq mr_t + 0,005d_{t-1}, \quad \forall t=1,...,5 \quad (13)$$

$$a1f_t + a1_t \geq 0,96mr_t, \quad \forall t=1,...,5$$

$$a3_t - a3f_t \leq 0,02d_{t-2}, \quad \forall t=1,...,3 \quad (14)$$

$$aj_t - 0,01 \left[\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i + aj_{t-1} + \sum_{i=1}^t m_i \right] \leq \quad (15)$$

$$0,01(EE'_t + EC_t), \quad \forall t=1,...,6$$

$$sob_t \frac{(PLD_t - mix_t^{sobra})}{|mix_t^{sobra} - PLD_t|} - exc_t \leq 0, \quad \forall t=1,...,6 \quad (16)$$

$$0 \leq exc_t \leq 0,03d_t, \quad \forall t=1,...,6$$

$$-0,04 \left(EE'_t + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i + \sum_{i=t-1}^t aj_i + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i \right) \leq m_t \quad (17)$$

$$\leq 0,04 \left(EE'_t + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i + \sum_{i=t-1}^t aj_i + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i \right), \quad \forall t=1,...,6$$

3.3 EXEMPLO NUMÉRICO

Os dados de entrada do modelo de otimização são divididos em três blocos: caracterização das variáveis de decisão, parâmetros gerais e custos dos leilões. Ressalta-se que as informações apresentadas guardam uma proporção entre si, por exemplo, os leilões A-3 são mais caros que os leilões A-1 e A-5 e a energia existente é a de menor custo na carteira de contratos. Porém, os dados apresentados são didáticos, não refletindo a realidade de um determinado mercado de energia elétrica, mas permitindo demonstrar os resultados da modelagem das regras de compra de energia e penalidades aplicáveis. Havendo disponibilidade de

informações reais da área de planejamento de mercado, as mesmas podem substituir os dados apresentados a seguir. Considera-se que os dados de energia são expressos em MWh e os dados de custo em R\$/MWh.

A Tabela 5 apresenta cada uma das variáveis, seus limites máximo e mínimo e os anos afetados pelas suas decisões.

Tabela 5 – Caracterização das variáveis de decisão.

Nº da Variável	Variável de Decisão	Limite Inferior	Limite Superior	Ano					
				1	2	3	4	5	6
1	$a1_1$	0	$mr_1 + 0,005d_0$		x	x	x	x	x
2	$a1_2$	0	$mr_2 + 0,005d_1$			x	x	x	x
3	$a1_3$	0	$mr_3 + 0,005d_2$				x	x	x
4	$a1_4$	0	$mr_4 + 0,005d_3$					x	x
5	$a1_5$	0	$mr_5 + 0,005d_4$						x
6	$a3_1$	0	inf				x	x	x
7	$a3_2$	0	inf					x	x
8	$a3_3$	0	inf						x
9	$a5_1$	0	inf						x
10	aj_1	0	inf	x	x				
11	aj_2	0	inf		x	x			
12	aj_3	0	inf			x	x		
13	aj_4	0	inf				x	x	
14	aj_5	0	inf					x	x
15	aj_6	0	inf						x
16	sob_1	0	inf	x					
17	sob_2	0	inf		x				
18	sob_3	0	inf			x			
19	sob_4	0	inf				x		
20	sob_5	0	inf					x	
21	sob_6	0	inf						x
22	def_1	0	inf	x					

Nº da Variável	Variável de Decisão	Limite Inferior	Limite Superior	Ano					
				1	2	3	4	5	6
23	def_2	0	inf		x				
24	def_3	0	inf			x			
25	def_4	0	inf				x		
26	def_5	0	inf					x	
27	def_6	0	inf						x
28	m_1	-inf	inf	x	x	x	x	x	x
29	m_2	-inf	inf		x	x	x	x	x
30	m_3	-inf	inf			x	x	x	x
31	m_4	-inf	inf				x	x	x
32	m_5	-inf	inf					x	x
33	m_6	-inf	inf						x
34	alf_1	0	inf		x	x	x		
35	alf_2	0	inf			x	x	x	
36	alf_3	0	inf				x	x	x
37	alf_4	0	inf					x	x
38	alf_5	0	inf						x
39	$a3f_1$	0	inf				x	x	x
40	$a3f_2$	0	inf					x	x
41	$a3f_3$	0	inf						x
42	exc_1	0	$0,03d_1$	x					
43	exc_2	0	$0,03d_2$		x				
44	exc_3	0	$0,03d_3$			x			
45	exc_4	0	$0,03d_4$				x		
46	exc_5	0	$0,03d_5$					x	
47	exc_6	0	$0,03d_6$						x

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Variáveis de compra de energia, com exceção dos leilões de ajuste, afetam todo horizonte de análise a partir do início do

fornecimento de energia pelo respectivo leilão. No caso dos leilões de ajuste, apenas dois anos são influenciados pela energia adquirida nesta modalidade.

Os parâmetros gerais do modelo estão na Tabela 6 e referem-se, entre outros dados, aos valores de referência, preços médios das sobras de energia e da energia existente, preços no mercado de curto prazo, montantes de reposição, energia existente já contratada e demais contratos de energia, e, por último, a demanda por energia elétrica considerada desde dois anos antes do início do horizonte de análise.

Tabela 6 – Parâmetros gerais do modelo.

	Ano							
	-1	0	1	2	3	4	5	6
VR (R\$/MWh)			150	155	160	175	180	175
VRE_1 (R\$/MWh)				90	93	95		
VRE_2 (R\$/MWh)					91	94	97	
VRE_3 (R\$/MWh)						96	99	100
VRE_4 (R\$/MWh)							98	102
VRE_5 (R\$/MWh)								103
PLD (R\$/MWh)			50	60	40	60	75	100
mix^{sobra} (R\$/MWh)			85	90	95	97	98	101
mix^{ee} (R\$/MWh)			80	85	90	95	97	99
mr (MWh)			7	0	3	0	0	0
EE' (MWh)			20	13	13	10	10	10
EC (MWh)			82	90	95	95	100	100
d (MWh)	97	98	100	105	111	115	122	128

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Os dados dos leilões foram elaborados estimando-se os custos no ano de ocorrência de cada certame e aplicando-se a taxa de 5% a.a. para atualizá-los ao longo dos anos de fornecimento da energia. O preço médio praticado em cada leilão só é conhecido após a realização do certame e, assim, as previsões realizadas contém um grau elevado de incertezas e representam apenas um indicativo do comportamento do mercado. Todos os dados estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Custos dos leilões.

Leilão	Ano					
	1	2	3	4	5	6
$a1_1$	90,00	94,50	99,23	104,19	109,40	114,87
$a1_2$	0	95,00	99,75	104,74	109,97	115,47
$a1_3$	0	0	100,00	105,00	110,25	115,76
$a1_4$	0	0	0	105,00	110,25	115,76
$a1_5$	0	0	0	0	110,00	115,50
$a3_1$	130,00	136,50	143,33	150,49	158,02	165,92
$a3_2$	0	140,00	147,00	154,35	162,07	170,17
$a3_3$	0	0	150,00	157,50	165,38	173,64
$a3_4$	0	0	0	160	168	176,40
$a3_5$	0	0	0	0	170	178,50
$a3_6$	0	0	0	0	0	180
$a5_1$	110,00	115,50	121,28	127,34	133,71	140,39
$a5_2$	0	112	117,6	123,48	129,65	136,14
$a5_3$	0	0	116	121,8	127,89	134,28
$a5_4$	0	0	0	120	126	132,30
$a5_5$	0	0	0	0	124	130,20
$a5_6$	0	0	0	0	0	127
aj_1	92,00	96,60	0	0	0	0
aj_2	0	94,00	98,70	0	0	0
aj_3	0	0	96,00	100,80	0	0
aj_4	0	0	0	98,00	102,90	0
aj_5	0	0	0	0	100,00	105,00
aj_6	0	0	0	0	0	102,00

Fonte: desenvolvido pelo autor.

3.4 RESULTADOS DO CASO DETERMINÍSTICO

Primeiramente, apenas com o objetivo de demonstrar a sensibilidade do modelo à mudança em alguns parâmetros de entrada,

foram realizadas algumas simulações com os dados anteriormente apresentados. Foi utilizada a taxa de desconto de 10% a.a. em todas as simulações e alteraram-se apenas os parâmetros fc e fp que ponderam os custos com aquisição de energia e penalidade, respectivamente.

3.4.1 Simulação 1: $fc=fp=1$

Conforme se observa na Tabela 8, o modelo buscou atender à carga com a compra de energia nos leilões A-1, A-5, Ajuste e utilização do MCSD.

Tabela 8 – Resultados da Simulação 1.

Função Objetivo (R\$)	3.861,65					
Balanço Carga - Contratos						
Ano	1	2	3	4	5	6
Energia Existente (MWh)	20,000	13,000	13,000	10,000	10,000	10,000
Energia Comprada (MWh)	82,000	90,000	95,000	95,000	100,000	100,000
Leilão A-1 (MWh)	0,000	6,406	6,406	9,931	10,154	10,729
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Leilão A-5 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,676
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,139	2,347	2,475
MCSD (MWh)	-0,800	-1,256	-1,562	-1,070	-0,501	0,120
Total Contratos (MWh)	101,200	108,150	112,844	115,000	122,000	128,000
Carga (MWh)	100,000	105,000	111,000	115,000	122,000	128,000
Contratos/Carga (%)	101,200	103,000	101,661	100,000	100,000	100,000
Sobrecontratação (MWh)	1,200	3,150	1,844	0,000	0,000	0,000
Até 3% (MWh)	1,200	3,150	1,844	0,000	0,000	0,000
Acima de 3% (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Declarações de Compra de Energia						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	6,406	0,000	3,525	0,223	0,575	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			
Leilão A-5 (MWh)	4,676					
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,139	1,208	1,267
MCSD (MWh)	-0,800	-0,456	-0,306	0,492	0,569	0,620
Total de Compras (MWh)	10,282	-0,456	3,219	1,854	2,352	1,888
Violações de Compras em A-1 e A-3						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	0,314	0,000	0,000	0,000	0,000	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Em nenhum dos anos há déficit de energia e, no ano 2, a razão entre a carga e os contratos atinge 103%, fazendo com que houvesse alocação de energia na variável de excedente apenas. Houve uma violação na recontração da energia existente, no leilão A-1 do ano 1. A contratação ficou a 95,3% da contratação mínima que era de 6,72 MWh.

3.4.2 Simulação 2: $fc=fp=0,8$

Comparando a Tabela 8 com a Tabela 9, percebe-se que os resultados são idênticos, com exceção da função objetivo que diminuiu em virtude dos fatores de ponderação serem menores do que 1.

Tabela 9 – Resultados da Simulação 2.

Função Objetivo (R\$)	3.089,32					
Balanço Carga - Contratos						
Ano	1	2	3	4	5	6
Energia Existente (MWh)	20,000	13,000	13,000	10,000	10,000	10,000
Energia Comprada (MWh)	82,000	90,000	95,000	95,000	100,000	100,000
Leilão A-1 (MWh)	0,000	6,406	6,406	9,931	10,154	10,729
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Leilão A-5 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,676
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,139	2,347	2,475
MCSD (MWh)	-0,800	-1,256	-1,562	-1,070	-0,501	0,120
Total Contratos (MWh)	101,200	108,150	112,844	115,000	122,000	128,000
Carga (MWh)	100,000	105,000	111,000	115,000	122,000	128,000
Contratos/Carga (%)	101,200	103,000	101,661	100,000	100,000	100,000
Sobrecontratação (MWh)	1,200	3,150	1,844	0,000	0,000	0,000
Até 3% (MWh)	1,200	3,150	1,844	0,000	0,000	0,000
Acima de 3% (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Declarações de Compra de Energia						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	6,406	0,000	3,525	0,223	0,575	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			
Leilão A-5 (MWh)	4,676					
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,139	1,208	1,267
MCSD (MWh)	-0,800	-0,456	-0,306	0,492	0,569	0,620
Total de Compras (MWh)	10,282	-0,456	3,219	1,854	2,352	1,888
Violações de Compras em A-1 e A-3						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	0,314	0,000	0,000	0,000	0,000	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			

Fonte: desenvolvido pelo autor.

3.4.3 Simulação 3: $fc=0$ e $fp=1$

Neste caso, os custos com aquisição de energia são totalmente ignorados, dando-se importância apenas às penalidades. Assim, o modelo compra energia em praticamente todos os leilões e deixa a relação contratos/carga acima de 100% em todos os anos. Observando-se os dados de entrada, vê-se que os preços médios das sobras de energia (mix_i^{sobra}) são maiores em relação aos preços do mercado de curto prazo

(PLD_i), indicando ao modelo que não há vantagens em contratar energia acima de 103% da carga. Porém, o modelo gera sobrecontratação apenas no ano 2, sendo a razão da função objetivo não ser nula. Todos os resultados da simulação estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultados da Simulação 3.

Função Objetivo (R\$)	8,21					
Balanco Carga - Contratos						
Ano	1	2	3	4	5	6
Energia Existente (MWh)	20,000	13,000	13,000	10,000	10,000	10,000
Energia Comprada (MWh)	82,000	90,000	95,000	95,000	100,000	100,000
Leilão A-1 (MWh)	0,000	6,720	7,012	10,262	10,650	11,031
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,353	2,500	3,293
Leilão A-5 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,557
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,340	1,145	1,584	1,487
MCSD (MWh)	-0,800	-1,269	-1,330	-1,124	-0,994	-0,973
Total Contratos (MWh)	101,200	108,451	114,021	116,636	123,740	130,395
Carga (MWh)	100,000	105,000	111,000	115,000	122,000	128,000
Contratos/Carga (%)	101,200	103,287	102,722	101,423	101,426	101,871
Sobrecontratação (MWh)	1,200	3,451	3,021	1,636	1,740	2,395
Até 3% (MWh)	1,200	3,150	3,021	1,636	1,740	2,395
Acima de 3% (MWh)	0,000	0,301	0,000	0,000	0,000	0,000
Declarações de Compra de Energia						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	6,720	0,292	3,250	0,388	0,382	
Leilão A-3 (MWh)	1,353	1,148	0,792			
Leilão A-5 (MWh)	5,557					
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,340	0,805	0,779	0,708
MCSD (MWh)	-0,800	-0,469	-0,062	0,207	0,130	0,021
Total de Compras (MWh)	12,830	0,970	4,321	1,399	1,290	0,729
Violações de Compras em A-1 e A-3						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			

Fonte: desenvolvido pelo autor.

3.4.4 Simulação 1 Alterada ($f_c=f_p=1$)

Conforme comentado, os dados do mercado de energia elétrica para apoiar as decisões de compra de energia em leilões contêm incertezas que exigem modelagem estocástica para que as respostas dos modelos de decisão sejam consistentes com os possíveis cenários que podem se configurar no futuro. Para ilustrar tal característica, tomou-se a Simulação 1 por base e elevou-se a carga em 2% e o PLD em 40%, gerando os valores da Tabela 11.

Tabela 11 – Novos dados de carga e preços PLD.

	Ano							
	-1	0	1	2	3	4	5	6
<i>PLD</i>			70	84	56	84	105	140
<i>d</i>	97	98	102	107,10	113,22	117,3	124,44	130,56

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Os resultados da Tabela 12 demonstram que a política de compra de energia optou pelos leilões A-1, A-5, Ajuste e MCSD. A sobrecontratação situa-se dentro do limite de 3%, porém, no ano 4, ocorre leve subcontratação. Por fim, em nenhum ano ocorre violação de compra nos leilões A-1 ou A-3.

Tabela 12 – Resultados da Simulação 1 Alterada.

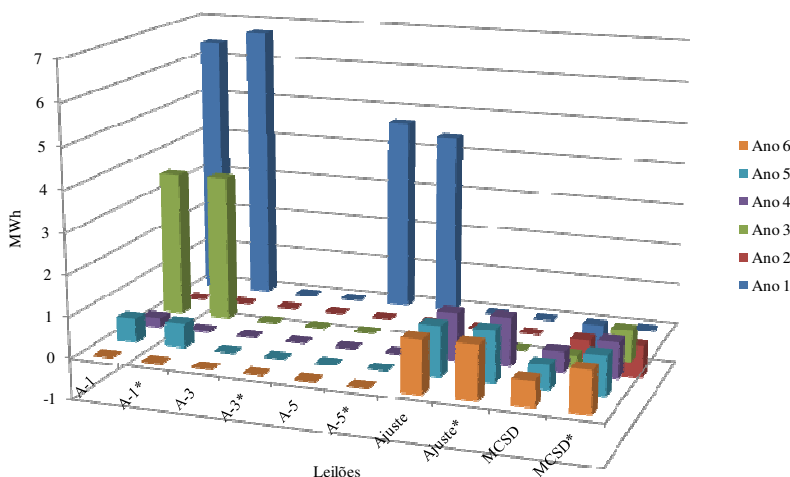
Função Objetivo (R\$)	4.568,35					
Balanço Carga - Contratos						
Ano	1	2	3	4	5	6
Energia Existente (MWh)	20,000	13,000	13,000	10,000	10,000	10,000
Energia Comprada (MWh)	82,000	90,000	95,000	95,000	100,000	100,000
Leilão A-1 (MWh)	0,000	6,720	6,720	10,256	10,283	10,870
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Leilão A-5 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,395
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,161	2,393	2,525
MCSD (MWh)	0,000	-0,789	-0,032	0,824	1,764	2,770
Total Contratos (MWh)	102,000	108,931	114,688	117,240	124,440	130,560
Carga (MWh)	102,000	107,100	113,220	117,300	124,440	130,560
Contratos/Carga (%)	100,000	101,710	101,297	99,949	100,000	100,000
Sobrecontratação (MWh)	0,000	1,831	1,468	0,000	0,000	0,000
Até 3% (MWh)	0,000	1,831	1,468	0,000	0,000	0,000
Acima de 3% (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Declarações de Compra de Energia						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	6,720	0,000	3,536	0,028	0,587	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			
Leilão A-5 (MWh)	4,395					
Leilão de Ajuste (MWh)	0,000	0,000	0,000	1,161	1,232	1,293
MCSD (MWh)	0,000	-0,789	0,757	0,855	0,940	1,006
Total de Compras (MWh)	11,115	-0,789	4,293	2,044	2,759	2,299
Violações de Compras em A-1 e A-3						
Ano	1	2	3	4	5	6
Leilão A-1 (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Leilão A-3 (MWh)	0,000	0,000	0,000			

Fonte: desenvolvido pelo autor.

As duas políticas de compra de energia podem ser comparadas na Figura 7 que mostra as quantidades de energia a serem compradas nos leilões regulados ao longo do período de análise. Apesar de ambas serem semelhantes, indicam valores distintos de aquisição de energia, não orientando adequadamente o processo de decisão na presença de incertezas nos dados de entrada.

Figura 7 – Comparação entre simulações.

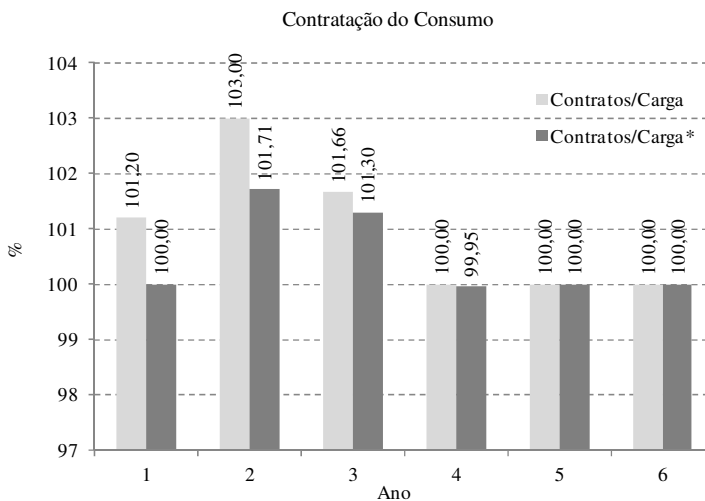
Comparação entre a Simulação 1 e Simulação 1 Alterada (*)



Fonte: desenvolvido pelo autor.

A Figura 8 compara a relação dos contratos e da carga, evidenciando sobra ou déficit de contratos. A Simulação 1 apresenta taxas maiores de contratação entre os anos 1 e 3 e não apresenta déficit em nenhum dos anos. Já a Simulação 1 Alterada, assinalada por um asterisco, apresenta taxas menores, em função do aumento da carga, e déficit no ano 4.

Figura 8 – Comparação da contratação do consumo.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Como conclusão, observa-se a existência de duas decisões distintas, indicando que é possível que a solução encontrada não seja adequada para outras condições de dados de entrada.

4 *PROGRESSIVE HEDGING* APLICADO AO PROBLEMA DA CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE ENERGIA ELÉTRICA

Antes de explicar diretamente como aplicar a técnica de resolução Progressive Hedging – PH ao problema da compra de energia no ACR é conveniente comentar um pouco sobre a programação estocástica, a qual é uma forma de modelar problemas de otimização que envolvem incerteza. Enquanto problemas determinísticos são formulados considerando-se que os parâmetros são conhecidos, problemas reais quase sempre se apresentam com parâmetros incertos quando uma decisão deve ser tomada. Assim, conhecendo-se o intervalo de valores possíveis de serem assumidos pelas grandezas estocásticas (dados incertos), é possível buscar uma solução viável para todos os valores e otimizar uma determinada função objetivo.

Os modelos de programação estocástica mais largamente aplicados e estudados são modelos lineares de dois estágios (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). Nestes, a decisão é tomada no primeiro estágio, ocorrendo em seguida um evento aleatório que afeta o resultado da decisão. No segundo estágio, caso seja necessário, uma nova decisão pode ser tomada visando compensar resultados ruins que possam ter surgido como consequência da decisão tomada no primeiro estágio. Ainda segundo Shapiro e Philpott (2007), uma política ótima de um modelo de otimização estocástica é uma única solução de primeiro estágio e uma coleção de decisões recursivas definindo qual ação deve ser tomada no segundo estágio em resposta a cada resultado aleatório surgido.

Em função da área de aplicação, modelos de programação estocástica podem contar com múltiplos estágios. O problema da programação da operação hidrotérmica no SEB é um exemplo. O objetivo é determinar a política ótima que minimiza o custo total esperado da operação no horizonte de 120 estágios (meses). Como as vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidrelétricas são naturalmente aleatórias, a elaboração de políticas requer a utilização de programação estocástica considerando as decisões que poderão ser tomadas no futuro.

Como exemplo, uma distribuidora de energia deve comprar energia antes de conhecer ao certo qual será o consumo a ser atendido. Caso o consumo ultrapasse a quantidade comprada, há a possibilidade de uma nova compra (decisão recursiva), porém, a um preço normalmente maior que o anteriormente praticado.

Matematicamente, um problema geral de programação estocástica multiestágio com $H+1$ estágios pode ser formulado como:

$$\begin{aligned} \max \quad & f_0^T x_0 + E_{\xi_1} [Q_1(x_0, \xi_1)] \\ \text{s.a.} \quad & A_0 x_0 \leq c_0 \end{aligned} \quad (18)$$

A função Q_I é definida recursivamente como:

$$\begin{aligned} Q_h(x_0, \dots, x_{h-1}, \xi_1, \dots, \xi_h) &= \max_{x_h} f_h^T x_h + \\ &E_{\xi_{h+1}} [Q_{h+1}(x_0, \dots, x_h, \xi_1, \dots, \xi_{h+1})] \\ \text{s.a.} \quad &A_h x_h \leq c_h - \sum_{m=0}^{h-1} B_m x_m, \quad h=1, \dots, H-1 \end{aligned} \quad (19)$$

Conforme a formulação apresentada, ξ_h representa as componentes aleatórias de f_h , A_h , B_h e c_h . A função Q_H para o estágio final H é calculada da forma como apresentada em (19) para Q_h , exceto por não conter o termo de esperança matemática na função objetivo.

Em problemas de programação estocástica em que ξ possui um número muito grande ou infinito de realizações possíveis, a abordagem padrão é representar a incerteza através de cenários (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). Assim, deve-se ter em mente respostas a como construir cenários, qual técnica de solução aplicar ao problema de programação linear e, por fim, como medir a qualidade da solução obtida com relação ao ótimo verdadeiro do problema.

Com exceção da análise da qualidade de solução, que será tratada no capítulo de análise de resultados, os itens a seguir apresentam a construção de cenários através de uma árvore de cenários e a técnica do PH na solução do problema de otimização. Como forma de comparar a solução do PH com uma referência, também é mostrada a formulação e solução do problema de contratação de energia através do Equivalente Determinístico – ED. Por questões didáticas, é utilizada uma árvore com apenas dois cenários para exemplificar o método de solução. Convém ressaltar que o problema de compra de energia é multi estágio. Neste caso, possuindo seis estágios os quais cada um corresponde a um ano.

4.1 ÁRVORE DE CENÁRIOS

A evolução do consumo de energia elétrica no longo prazo é uma variável de grande importância nas atividades de comercialização de energia de uma distribuidora. Conforme apresentado, a regulação incentiva que a maior quantidade de energia seja comprada com a antecedência de 5 anos, em função da expectativa de preços mais baixos e também por restringir o repasse dos custos de grandes quantidades compradas nos leilões A-3 às tarifas dos consumidores finais. Por outro lado, o longo prazo aumenta as incertezas ligadas ao mercado de energia, sendo influenciado por vários fatores como:

- Preços no mercado de curto prazo;
- Preços médios realizados nos leilões regulados;
- Transações de energia através de MCS D;
- Possibilidade de geração de usinas térmicas contratadas por meio de contratos por disponibilidade;
- Aplicação por parte do ONS dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP²⁰;
- Alterações das quantidades de energia associadas à Itaipu e ao Proinfa;
- Risco regulatório;
- Atividade econômica;
- Migração de consumidores ao ACL e ao ACR;
- Programas de efficientização do consumo;
- Alternativas de redução do consumo nos horários em que a tarifa é mais alta.

Cada um dos fatores acima não é passível de gestão por parte da distribuidora, embora afete, em maior ou menor grau, o custo total ligado à comercialização de energia. Nesse sentido, a previsão baseada em árvore de cenários permite representar as incertezas presentes em cada período de análise. Os pontos principais sobre o tema foram baseados em Guimarães (2006), que afirma:

Ela possibilita a incorporação de dependências de qualquer natureza entre os fatores envolvidos e

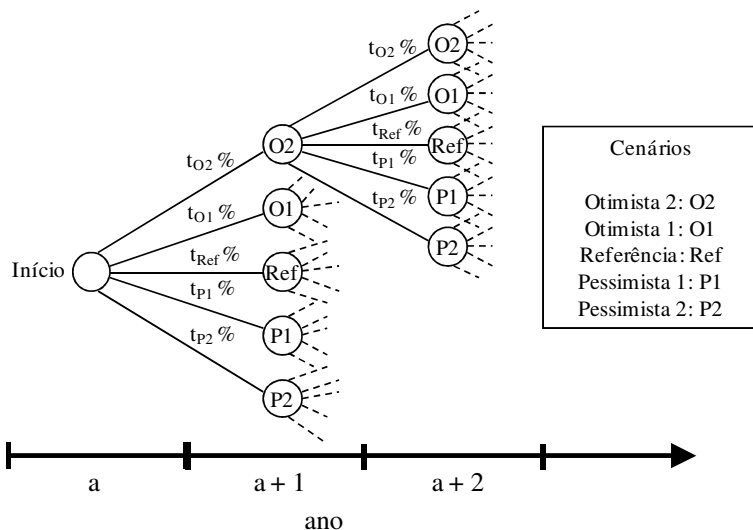
²⁰ Despacho de usinas fora da ordem de mérito econômico com o objetivo de alcançar níveis meta previamente estabelecidos para os reservatórios, aumentando a segurança energética do sistema.

sujeitos a flutuações aleatórias, cuja evolução ao longo do período é representada por uma sequência temporal partindo da raiz (etapa inicial) até uma folha da árvore (etapa final) (GUIMARÃES, 2006, p. 39).

4.1.1 Construção dos Cenários

Após a obtenção das previsões de consumo de energia para o período de análise, como por exemplo, os próximos cinco anos, a modelagem em árvore permite combinar sequencialmente os cenários gerados. Neste trabalho, o consumo do ano seguinte será a taxa de crescimento do respectivo cenário aplicada sobre o consumo do ano anterior. Por exemplo, se foram geradas cinco possibilidades de consumo para cada ano, cada nó²¹ da árvore originará outros cinco nós no ano seguinte e nos demais, representando a incerteza na evolução do mercado cativo de energia elétrica. A Figura 9 apresenta um esboço da árvore de cenários para três anos.

Figura 9 – Evolução da árvore de cenários.



Fonte: desenvolvido pelo autor, com base em GUIMARÃES, 2006, p. 40.

²¹ Representam possíveis realizações das variáveis aleatórias em um determinado estágio (ano), havendo um ramo ligando um nó de um ano com outro do ano seguinte, ambos relativos ao mesmo cenário.

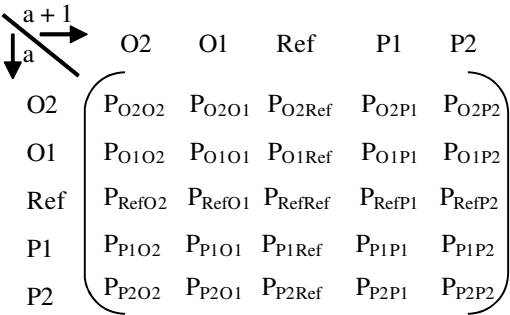
Deve-se notar que as possíveis evoluções do consumo de energia crescerão em função dos anos simulados (a) e do número de ramificações (r) da seguinte forma: r^{a-1} . Assim, se forem considerados seis anos com cinco ramificações, haverá 3.125 caminhos ou cenários que evidenciam as possibilidades do consumo de energia no futuro. Cada caminho inicia-se no nó *Início* e termina no último nó referente ao seu caminho.

4.1.2 Transição entre Cenários

A transição entre os cenários é criada através de probabilidades associadas a cada nó da árvore. Os consumos previstos serão ponderados pelas respectivas probabilidades, permitindo obter a cada ano uma estimativa geral da energia consumida.

Guimarães (2006) considerou que a probabilidade de um determinado cenário no ano seguinte depende da ocorrência do cenário no ano anterior. Apresentou também uma matriz de transição de probabilidades que, adaptada para o caso de cinco cenários, se torna:

Figura 10 – Matriz de transição de probabilidades.

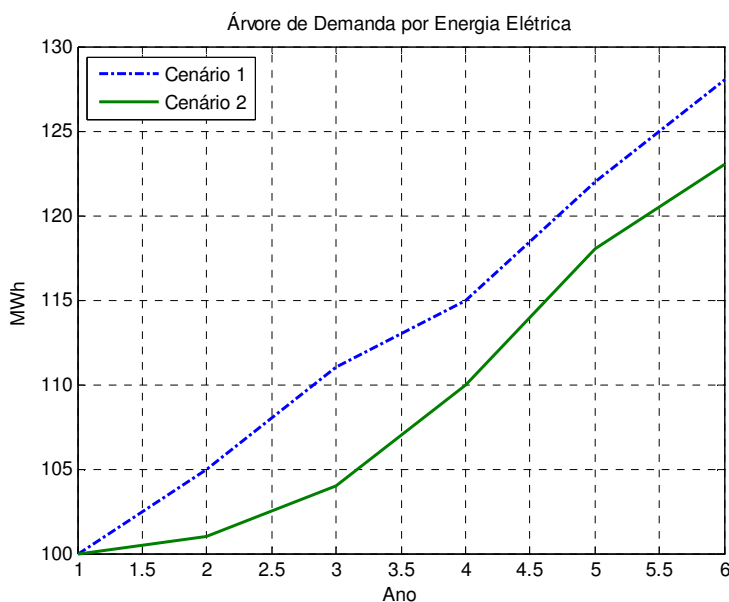


Fonte: desenvolvido pelo autor.

A definição dos valores de probabilidades pode resultar da análise do histórico das taxas de crescimento dos anos anteriores.

A Figura 11 apresenta uma árvore de cenários utilizada para a apresentação da modelagem estocástica e para a obtenção de resultados preliminares. Primeiramente, foram gerados apenas dois equiprováveis, cujos valores constam na Tabela 13.

Figura 11 – Cenários de demanda.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Tabela 13 – Valores de demanda (MWh) de cada cenário.

	Ano					
	1	2	3	4	5	6
Cenário 1	100	105	111	115	122	128
Cenário 2	100	101	104	110	118	123

Fonte: desenvolvido pelo autor.

4.1.3 Comentários

Guimarães (2006) comenta que a decisão de contratar da distribuidora deve satisfazer todos os cenários possíveis, ou seja, todos os nós da árvore ponderados pela sua respectiva probabilidade de ocorrência.

Em termos gerais, a abordagem em árvore é apropriada para “[...] lidar com riscos que ocorrem em etapas, em que as decisões para cada uma delas dependem dos desfechos da etapa anterior” (DAMODARAN, 2009, p. 167). O autor cita que realizações positivas e negativas ficam

explícitas, exigindo uma reflexão prévia sobre como será a reação da organização frente a elas.

4.2 EQUIVALENTE DETERMINÍSTICO – ED

O ED representa o problema estocástico original através de um único problema de programação linear. Porém, deve-se notar que cada cenário deve ser modelado através de suas próprias equações e variáveis, tornando o uso do ED uma tarefa árdua e, até improvável, quando um número muito grande de cenários forem analisados. A seguir é apresentada a modelagem do ED para os dois cenários (equiprováveis) de demanda apresentados na Figura 11, sendo s o índice dos cenários.

$$\begin{aligned}
 \min f = & \frac{1}{2} \sum_{s=1}^2 \sum_{t=1}^6 \frac{1}{(1+\alpha)^{t-1}} \left\{ fc \sum_{i=1}^{(t-1)^+} Cal_i^t a1_i^s + fc \sum_{i=1}^{(t-3)^+} Ca3_i^t a3_i^s + \right. \\
 & fc \sum_{i=1}^{(t-5)^+} Ca5_i^t a5_i^s + fc \sum_{i=t-1}^t Caj_i^t aj_i^s + fc \cdot mix_t^{ee} \sum_{i=1}^t m_i^s + \\
 & sob_t^s (mix_t^{sobra} - PLD_t) + \\
 & fp \cdot def_t^s [PLD_t - \min(PLD_t; VR_t) + \max(PLD_t; VR_t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3f_i^s [Ca3_i^t - \min(Ca3_i^t; Ca5_i^t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1f_i^s [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=1,2,3,4 \\
 & fp \sum_{i=2}^{(t-1)^+} a1f_i^s [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=5 \\
 & \left. fp \sum_{i=3}^{(t-1)^+} a1f_i^s [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] \right\}
 \end{aligned} \tag{20}$$

s.a.:

$$\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^s + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i^s + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i^s + \sum_{i=t-1}^t aj_i^s + \sum_{i=1}^t m_i^s + def_i^s - sob_i^s - exc_i^s = d_i^s - EE_i' - EC_i' , \forall t=1,...,6 \text{ e } \forall s=1,2 \quad (21)$$

$$0 \leq a1_t^s \leq mr_t + 0,005d_{t-1}^s , \forall t=1,...,5 \text{ e } \forall s=1,2$$

$$a1f_t^s + a1_t^s \geq 0,96mr_t , \forall t=1,...,5 \text{ e } \forall s=1,2 \quad (22)$$

$$a3_t^s - a3f_t^s \leq 0,02d_{t-2}^s , \forall t=1,...,3 \text{ e } \forall s=1,2 \quad (23)$$

$$aj_t^s - 0,01 \left[\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^s + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i^s + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i^s + aj_{t-1}^s + \sum_{i=1}^t m_i^s \right] \leq$$

$$0,01 (EE_t' + EC_t') , \forall t=1,...,6 \text{ e } \forall s=1,2 \quad (24)$$

$$sob_t^s \frac{(PLD_t - mix_t^{sobra})}{|mix_t^{sobra} - PLD_t|} - exc_t^s \leq 0 , \forall t=1,...,6 \text{ e } \forall s=1,2$$

$$0 \leq exc_t^s \leq 0,03d_t^s , \forall t=1,...,6 \text{ e } \forall s=1,2 \quad (25)$$

$$-0,04 \left(EE_t' + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^s + \sum_{i=t-1}^t aj_i^s + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i^s \right) \leq m_t^s \leq$$

$$0,04 \left(EE_t' + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^s + \sum_{i=t-1}^t aj_i^s + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i^s \right) , \forall t=1,...,6 \text{ e } \forall s=1,2 \quad (26)$$

$$a1_1^1 = a1_1^2 , a3_1^1 = a3_1^2 , a5_1^1 = a5_1^2 , aj_1^1 = aj_1^2$$

$$m_1^1 = m_1^2 , def_1^1 = def_1^2 , sob_1^1 = sob_1^2 , exc_1^1 = exc_1^2 \quad (27)$$

Ao todo estão presentes 64 restrições de desigualdade e 17 restrições de igualdade. As igualdades representadas por (27) asseguram que todas as variáveis de primeiro estágio (ou ano 1) serão as mesmas entre os cenários 1 e 2. Tais restrições são conhecidas como restrições de não antecipatividade e devem ser modeladas para cada nó da árvore

que possui pelo menos dois nós descendentes²². Particularmente para o caso da árvore apresentada, a qual somente o primeiro nó possui nós descendentes, essas restrições são necessárias para que, independentemente do número de cenários simulados, a decisão a ser tomada no Ano 1 seja única.

O modelo do ED foi implementado através do programa MATLAB[®] e apresentou para a função objetivo o valor de R\$ 3.527,18. Os demais dados de entrada são os mesmos utilizados na formulação determinística e constam no Capítulo 3. Os resultados das variáveis de acoplamento entre os cenários constam na Tabela 14, em MWh.

Tabela 14 – Principais resultados do equivalente determinístico.

		Leilão				
	Cenário	A-1	A-3	A-5	Ajuste	MCS D
ED	1	3,94640	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000
	2	3,94640	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Pode-se constatar que em ambos os cenários os valores de compra de energia ou ajuste possuem o mesmo valor para o Ano 1. O valor negativo atribuído ao MCS D refere-se à descontratação de energia. Outras variáveis do modelo também podem ser analisadas e indicam as sobras de energia ou déficit, conforme os valores, em MWh, da Tabela 15.

Tabela 15 – Outras variáveis do modelo.

	Cenário	Excedente (até 103%)	Sobrecontratação (acima de 103%)	Déficit
ED	1	1,20000	0,00000	0,00000
	2	1,20000	0,00000	0,00000

Fonte: desenvolvido pelo autor.

²² Uma árvore de cenários possui um conjunto de nós descendentes e apenas um nó antecessor. Os nós descendentes localizam-se um estágio de tempo após o nó que os originou, sendo este o nó antecessor. Apenas o nó do primeiro estágio não apresenta nenhum nó antecessor e os nós do último estágio não possuem nós descendentes.

4.3 PROGRESSIVE HEDGING

Matematicamente, o problema da contratação de energia pode ser representado por meio de um modelo de programação linear estocástica multiestágio (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

O PH é uma técnica que tem se mostrado muito promissora para tratar com problemas de otimização linear estocástica de médio porte (WALLACE; HELGASON, 1991) e tem como principal característica o emprego de uma decomposição que substitui a solução do problema original por uma série de subproblemas por cenários individualmente. Tal característica permite ao PH fazer uso de importantes ferramentas para tratar de problemas em que a árvore possui muitos cenários, tais como partida quente, resolução inexata dos subproblemas de um único cenário e paralelização do algoritmo (MULVEY; VLADIMIROU, 1991 e SEN, 2005).

O método de PH faz parte dos métodos de decomposição baseados no Lagrangeano Aumentado – LA (NOCEDAL; WRIGHT, 1999), decompondo o problema (20) a (27) em subproblemas que correspondem aos cenários. Os diferentes subproblemas resultantes podem ser considerados cada um como um problema determinístico multiestágio, com um conjunto particular de variáveis, ligados apenas pelas restrições de não-antecipatividade (GONÇALVES, 2011). A consideração explícita das variáveis de não-antecipatividade à formulação do ED transforma a Equação (27) da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} a1_1^1 &= \overline{a1_1}, a3_1^1 = \overline{a3_1}, a5_1^1 = \overline{a5_1}, a_{j_1}^1 = \overline{a_{j_1}} \\ m_1^1 &= \overline{m_1}, def_1^1 = \overline{def_1}, sob_1^1 = \overline{sob_1}, exc_1^1 = \overline{exc_1} \end{aligned} \quad (28)$$

em que:

$$\begin{aligned} \overline{a1_1} &= \frac{1}{2}(a1_1^1 + a1_1^2), \overline{a3_1} = \frac{1}{2}(a3_1^1 + a3_1^2), \overline{a5_1} = \frac{1}{2}(a5_1^1 + a5_1^2) \\ \overline{a_{j_1}} &= \frac{1}{2}(a_{j_1}^1 + a_{j_1}^2), \overline{m_1} = \frac{1}{2}(m_1^1 + m_1^2), \overline{def_1} = \frac{1}{2}(def_1^1 + def_1^2) \\ \overline{sob_1} &= \frac{1}{2}(sob_1^1 + sob_1^2), \overline{exc_1} = \frac{1}{2}(exc_1^1 + exc_1^2) \end{aligned} \quad (29)$$

Isto é feito para poder desacoplar o problema, isto é, fazer com que os cenários sejam resolvidos independentemente um do outro.

Dependendo da árvore de cenários empregada, algumas variáveis de outros estágios podem utilizar não-antecipatividade. Assim, nós descendentes passam a ter suas variáveis com um único valor.

Continuando com a descrição de Gonçalves (2011), os métodos de decomposição baseados no LA inserem as restrições de não-antecipatividade transformadas (28) na função objetivo através de um vetor de multiplicadores de Lagrange, mantendo o acoplamento entre os cenários. O próximo passo é resolver todos os subproblemas individualmente, forçando a cada iteração a não-antecipatividade a um valor único que é comum entre os cenários. Na função objetivo, além do vetor de multiplicadores de Lagrange das variáveis relaxadas, há também um termo quadrático das restrições de não-antecipatividade penalizado por um parâmetro (μ). Tal estratégia tende a estabilizar a solução do método, podendo acelerar a convergência na comparação com a Relaxação Lagrangeana. É por causa dessa estratégia que se mantém o acoplamento entre os cenários quando se utiliza (29). Assim, a função LA do problema torna-se:

$$\Theta = \min f + \sum_{s=1}^2 \left\{ \begin{aligned} &\pi_1^s (a1_1^s - \overline{a1_1}) + \pi_2^s (a3_1^s - \overline{a3_1}) + \pi_3^s (a5_1^s - \overline{a5_1}) + \\ &\pi_4^s (aj_1^s - \overline{aj_1}) + \pi_5^s (m_1^s - \overline{m_1}) + \pi_6^s (def_1^s - \overline{def_1}) + \\ &\pi_7^s (sob_1^s - \overline{sob_1}) + \pi_8^s (exc_1^s - \overline{exc_1}) + \\ &\frac{1}{2} \mu \left[(a1_1^s - \overline{a1_1})^2 + (a3_1^s - \overline{a3_1})^2 + (a5_1^s - \overline{a5_1})^2 + \right. \\ &\quad \left. (aj_1^s - \overline{aj_1})^2 + (m_1^s - \overline{m_1})^2 + (def_1^s - \overline{def_1})^2 + \right. \\ &\quad \left. (sob_1^s - \overline{sob_1})^2 + (exc_1^s - \overline{exc_1})^2 \right] \end{aligned} \right\} \quad (30)$$

s.a.: (21)-(26)

A função objetivo de (30) demonstra que a função LA não pode ser separada em cenários porque as médias das variáveis de cada um dos cenários, evidenciadas em (29), são funções dos demais cenários. Assim, a solução empregada pelo PH consiste em substituir as não-antecipatividades por valores constantes, chamados de valores meta. A

estratégia permite que os subproblemas de cada um dos cenários sejam separáveis, permitindo a resolução de forma independente. A seguir, estão apresentadas as equações do subproblema do Cenário 1.

$$\begin{aligned}
 \min f = & \frac{1}{2} \sum_{t=1}^6 \frac{1}{(1+\alpha)^{t-1}} \left\{ fc \sum_{i=1}^{(t-1)^+} Ca1_i^t a1_i^1 + fc \sum_{i=1}^{(t-3)^+} Ca3_i^t a3_i^1 + \right. \\
 & fc \sum_{i=1}^{(t-5)^+} Ca5_i^t a5_i^1 + fc \sum_{i=t-1}^t Caj_i^t aj_i^1 + fc \cdot mix_t^{ee} \sum_{i=1}^t m_i^1 + \\
 & sob_i^1 (mix_t^{sobra} - PLD_t) + \\
 & fp \cdot def_t^1 [PLD_t - \min(PLD_t; VR_t) + \max(PLD_t; VR_t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3f_i^1 [Ca3_i^t - \min(Ca3_i^t; Ca5_i^t)] + \\
 & fp \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1f_i^1 [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=1,2,3,4 \\
 & fp \sum_{i=2}^{(t-1)^+} a1f_i^1 [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] + \\
 & \quad \forall t=5 \\
 & \left. fp \sum_{i=3}^{(t-1)^+} a1f_i^1 [\max(Ca3_i^t; Ca5_i^t) - VRE_i^t] \right\} + \pi_1^1 (a1_1^1 - \overline{a1_1}) + \\
 & \pi_2^1 (a3_1^1 - \overline{a3_1}) + \pi_3^1 (a5_1^1 - \overline{a5_1}) + \pi_4^1 (aj_1^1 - \overline{aj_1}) + \\
 & \pi_5^1 (m_1^1 - \overline{m_1}) + \pi_6^1 (def_1^1 - \overline{def_1}) + \pi_7^1 (sob_1^1 - \overline{sob_1}) + \\
 & \pi_8^1 (exc_1^1 - \overline{exc_1}) + \frac{1}{2} \mu \left[(a1_1^1 - \overline{a1_1})^2 + (a3_1^1 - \overline{a3_1})^2 + \right. \\
 & (a5_1^1 - \overline{a5_1})^2 + (aj_1^1 - \overline{aj_1})^2 + (m_1^1 - \overline{m_1})^2 + (def_1^1 - \overline{def_1})^2 + \\
 & \left. (sob_1^1 - \overline{sob_1})^2 + (exc_1^1 - \overline{exc_1})^2 \right]
 \end{aligned} \tag{31}$$

s.a.:

$$\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^1 + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i^1 + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i^1 + \sum_{i=t-1}^t aj_i^1 + \sum_{i=1}^t m_i^1 + def_i^1 - sob_i^1 - exc_i^1 = d_t^1 - EE_t' - EC_t' , \forall t = 1, \dots, 6 \quad (32)$$

$$0 \leq a1_t^1 \leq mr_t + 0,005d_{t-1}^1 , \forall t = 1, \dots, 5$$

$$a1f_t^1 + a1_t^1 \geq 0,96mr_t , \forall t = 1, \dots, 5 \quad (33)$$

$$a3_t^1 - a3f_t^1 \leq 0,02d_{t-2}^1 , \forall t = 1, \dots, 3 \quad (34)$$

$$aj_t^1 - 0,01 \left[\sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^1 + \sum_{i=1}^{(t-3)^+} a3_i^1 + \sum_{i=1}^{(t-5)^+} a5_i^1 + aj_{t-1}^1 + \sum_{i=1}^t m_i^1 \right] \leq 0,01 (EE_t' + EC_t') , \forall t = 1, \dots, 6 \quad (35)$$

$$sob_t^1 \frac{(PLD_t - mix_t^{sobra})}{|mix_t^{sobra} - PLD_t|} - exc_t^1 \leq 0 , \forall t = 1, \dots, 6$$

$$0 \leq exc_t^1 \leq 0,03d_t^1 , \forall t = 1, \dots, 6 \quad (36)$$

$$-0,04 \left(EE_t' + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^1 + \sum_{i=t-1}^t aj_i^1 + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i^1 \right) \leq m_t^1 \leq 0,04 \left(EE_t' + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} a1_i^1 + \sum_{i=t-1}^t aj_i^1 + \sum_{i=1}^{(t-1)^+} m_i^1 \right) , \forall t = 1, \dots, 6 \quad (37)$$

O Cenário 2 apresenta a mesma estrutura de problema, facilitando a implementação do algoritmo do PH, já que os cenários podem ser resolvidos de forma paralela.

Após a resolução dos cenários, o próximo passo é fazer a atualização dos valores meta e dos multiplicadores de Lagrange. Os novos valores meta são obtidos através das variáveis primais dos cenários, aplicando-se (29). Já os novos multiplicadores são calculados pelo método do gradiente, conforme (38) que mostra ilustrativamente a atualização para a variável $a1_1^1$.

$$\frac{\partial f}{\partial (a1_1^1 - \overline{a1_1})} = \pi_1^1 + \mu (a1_1^1 - \overline{a1_1}) \quad (38)$$

$$\pi_{1,k+1}^1 = \pi_{1,k}^1 + \mu_k (a1_1^1 - \overline{a1_1})$$

São adotados dois critérios de parada das iterações do método do PH. O primeiro (critério a) avalia a norma infinita do gradiente, isto é, a norma do vetor dos desvios entre as variáveis primais e seus respectivos valores meta. O segundo (critério b) utiliza a informação da função objetivo após um número elevado de iterações (por exemplo, 500), calculando a norma infinita da diferença entre os valores das cinquenta últimas iterações e as cinquenta anteriores. Apesar de não ser usual, o critério *b* também foi empregado porque se percebeu que, em algumas simulações, após inúmeras iterações, o critério *a* ainda não era atendido e não havia modificação perceptível no valor da função objetivo. Ambos os critérios estão apresentados em (39) e (40). Em (39), *var* assume o valor de cada variável de não antecipatividade. Para a constante ε , utilizou-se o valor 0,1.

$$D_k^a = \sum_{s=1}^n \left\| \text{var}^s - \overline{\text{var}} \right\|_{\infty} < \varepsilon, \text{ para } n = 2 \quad (39)$$

$$D_k^b = \left\| f_{k-49 \text{ até } k} - f_{k-99 \text{ até } k-50} \right\|_{\infty} < \varepsilon \quad (40)$$

Atribui-se ao parâmetro de penalidade μ , no início da primeira iteração, o valor 0,1. Sendo incrementado em 2% a cada iteração, até o limite máximo de 100, com o objetivo de acelerar o processo de convergência atribuindo-se penalidade crescente aos desvios quadráticos das restrições de não antecipatividade. A Figura 12 resume graficamente as informações a respeito do processo de solução do método do PH.

Com os valores meta e os multiplicadores de Lagrange tendo valores iniciais nulos, as variáveis de não antecipatividade para o problema exemplo da seção 4.2 são apresentadas na Tabela 16.

Figura 12 – Fluxograma de resolução do método do PH.

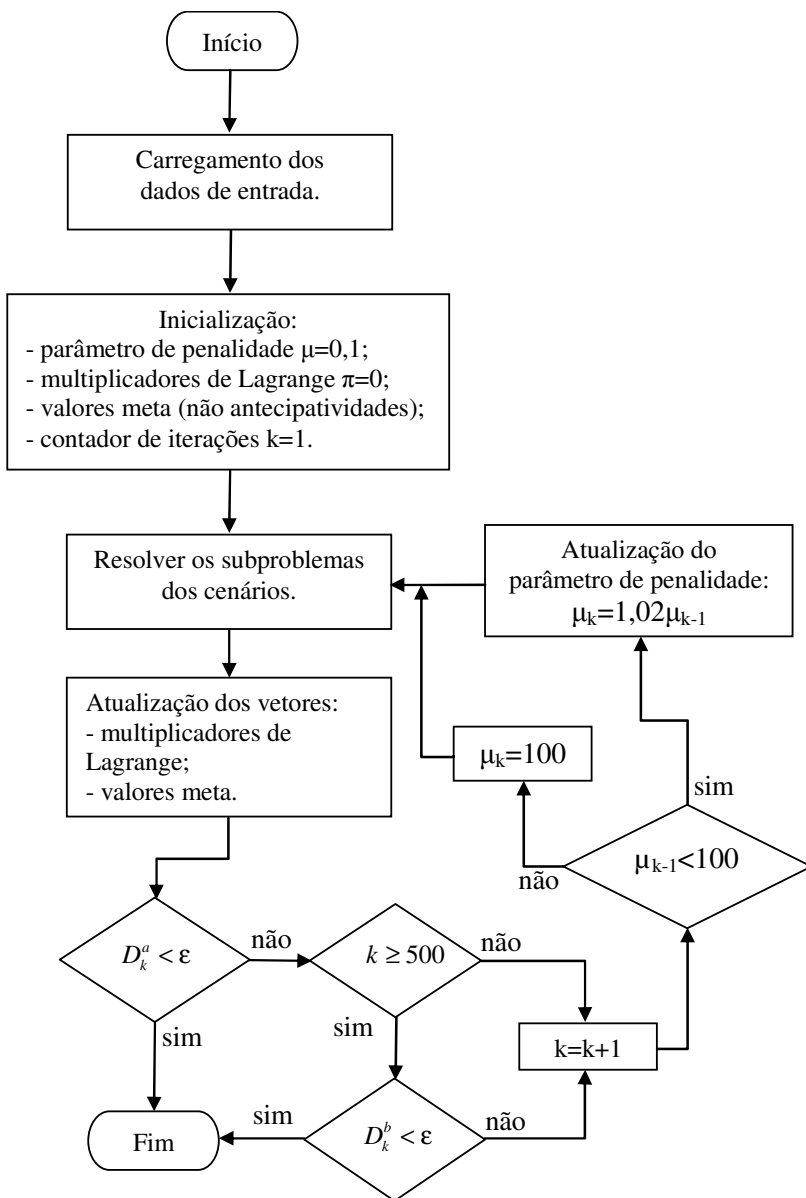


Tabela 16 – Resultados da 1ª iteração do PH.

Variável	Cenário 1	Cenário 2
$a1_1$	6,4063	1,4083
$a3_1$	0,0000	0,0000
$a5_1$	4,6761	4,8417
aj_1	0,0000	0,0000
$m1_1$	-0,8000	-0,8000
def_1	0,0000	0,0000
sob_1	0,0000	0,0000
exc_1	1,2000	1,2000
F. Obj.	R\$ 3.340,72	

Fonte: desenvolvido pelo autor.

A atualização dos valores meta e dos multiplicadores representam a próxima etapa do processo iterativo. Os novos valores estão apresentados na Tabela 17 e na Tabela 18. Nesta, os valores foram apresentados com todas as casas decimais para evidenciar que são simétricos, já que são calculados proporcionalmente à diferença em relação a uma média.

Tabela 17 – Valores meta da 1ª iteração do PH.

Valores Meta	$k=1$
$a1_1$	3,9073
$a3_1$	0,0000
$a5_1$	4,7589
aj_1	0,0000
$m1_1$	-0,8000
def_1	0,0000
sob_1	0,0000
exc_1	1,2000

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Tabela 18 – Vetor de multiplicadores ao final da 1ª iteração.

Variáveis Duais	Cenário 1	Cenário 2
π_1	0,249897401893461	-0,249897401893461
π_2	0,0000000000005155	-0,0000000000005155
π_3	-0,008276134441299	0,008276134441299
π_4	0,000000000001744	-0,000000000001744

Variáveis Duais	Cenário 1	Cenário 2
π_5	0,000000000001991	-0,000000000001991
π_6	-0.000000000119582	0.000000000119582
π_7	-0.000000000515987	0.000000000515987
π_8	-0.00000000002714	0.00000000002714

Fonte: desenvolvido pelo autor.

A verificação da norma do gradiente demonstra que seu valor é de 4,998 MWh, ou seja, muito maior que ε definido em 0,1. Assim, o contador de iterações k e o parâmetro de penalidade μ são incrementados e inicia-se um novo ciclo de cálculo. A Tabela 19 apresenta a solução ótima do problema de contratação para o caso de dois cenários. Dada a tolerância de 0,1, as variáveis primais do primeiro ano tenderam ao valor médio das variáveis relaxadas, alcançando a viabilidade primal. O valor da função objetivo (R\$ 3.527,26) aproxima-se muito ao valor calculado pelo ED que é R\$ 3.527,18. A pequena diferença é devida à relaxação das não-antecipatividades e ao valor de ε para convergência.

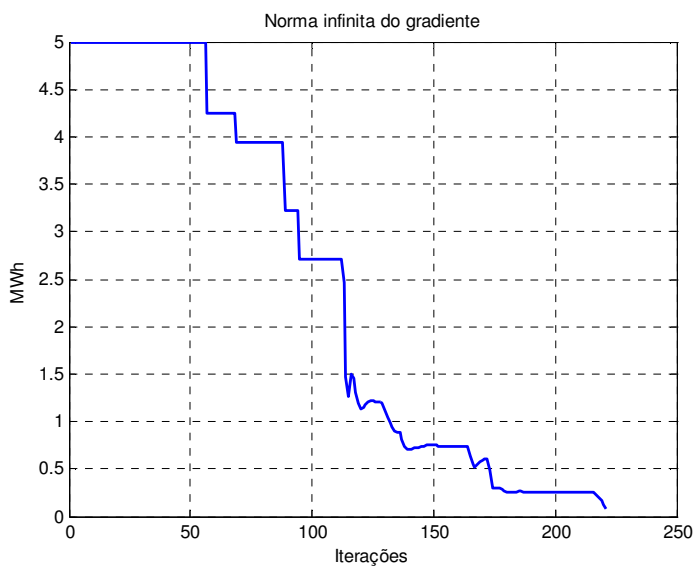
Tabela 19 – Solução ótima do PH.

Variável	Cenário 1	Cenário 2	Valor Meta
$a1_1$	3,85034	3,83301	3,84168
$a3_1$	0,03089	0,00000	0,01545
$a5_1$	4,28099	4,28099	4,28099
aj_1	0,00000	0,00000	0,00000
$m1_1$	-0,71697	-0,80000	-0,75848
def_1	0,00000	0,00000	0,00000
sob_1	0,06336	0,00000	0,03168
exc_1	1,21387	1,20000	1,20694
F. Obj.	R\$ 3.527,26		

Fonte: desenvolvido pelo autor.

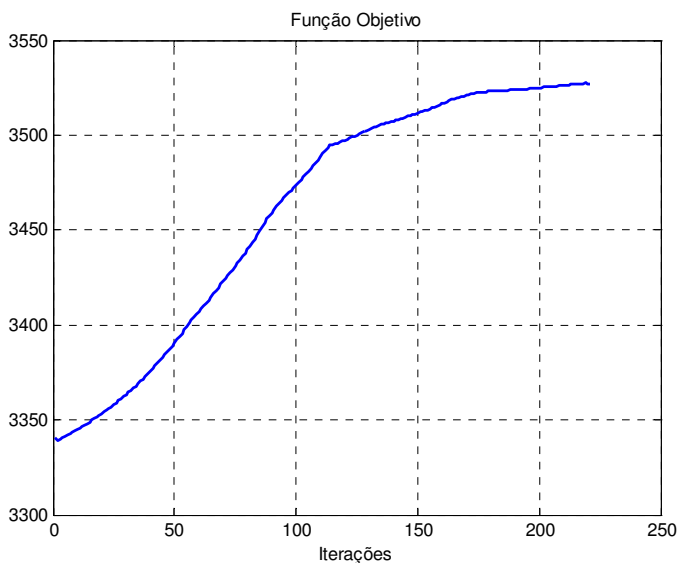
Continuando a explorar os resultados apresentados pelo PH, a Figura 13 apresenta a trajetória da norma do gradiente das restrições de não antecipatividade ao longo das iterações. A Figura 14 apresenta o comportamento da função objetivo até a convergência que ocorre na iteração de número 221.

Figura 13 – Evolução da norma infinita do gradiente.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 14 – Evolução da função objetivo.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Percebe-se uma característica decrescente durante o processo iterativo com alguns patamares em que não é possível visualizar mudanças na norma do gradiente durante as iterações. Este fato é bem perceptível no início. Nas primeiras 50 iterações aproximadamente, a norma permanece constante em valor próximo de 5 MWh. Já o valor da função objetivo cresce continuamente com as iterações e tende a estabilizar-se. No teste de convergência, o critério α foi satisfeito, isto é, a norma infinita do gradiente ficou abaixo de 0,1.

Com o intuito de verificar a sensibilidade do modelo e a possibilidade de ele alcançar um valor mais próximo ao fornecido pelo ED, tanto para as variáveis de decisão no ano 1 quanto para o valor da função objetivo, o PH foi executado mais duas vezes com os valores de ε em 0,01 e 0,001. Os resultados da função objetivo e das variáveis primais estão apresentados na Tabela 20 e na Tabela 21.

Tabela 20 – Função objetivo do PH e ED.

	Função Objetivo (R\$)	Iterações	PH/ED
PH ($\varepsilon=0,1$)	3.527,26463833	221	0,002350%
PH ($\varepsilon=0,01$)	3.527,18283219	237	0,000031%
PH ($\varepsilon=0,001$)	3.527,18178369	241	0,000001%
ED	3.527,18175487	-	-

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Tabela 21 – Variáveis primais do PH e ED.

		Leilão (MWh)				
	Cenário	A-1 (a_{11})	A-3 (a_{31})	A-5 (a_{51})	Ajuste (a_{j1})	MCSD (m_{11})
PH ($\varepsilon=0,1$)	1	3,85034	0,03089	4,28099	0,00000	-0,71697
	2	3,83301	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000
PH ($\varepsilon=0,01$)	1	3,94842	0,00258	4,28099	0,00000	-0,79344
	2	3,94640	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000
PH ($\varepsilon=0,001$)	1	3,94591	0,00057	4,28099	0,00000	-0,80000
	2	3,94640	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000
ED	1	3,94640	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000
	2	3,94640	0,00000	4,28099	0,00000	-0,80000

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Constata-se que a diminuição de ε faz o valor da função objetivo igualar-se ao resultado apresentado pelo ED. Consequentemente, o número de iterações se torna maior.

Conforme era esperado, na medida em que ε diminui, as variáveis dadas pelos Cenários 1 e 2 tendem a igualar-se aos valores fornecidos pelo ED.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados e analisados os resultados das simulações do *Progressive Hedging* (PH), realizadas com diferentes árvores de cenários. Com base na modelagem apresentada nos capítulos anteriores, os resultados são analisados através de casos envolvendo diferentes demandas de energia elétrica e preços no mercado de curto prazo. A combinação destes dois parâmetros gera as árvores de cenários que são utilizadas no modelo de otimização estocástica e resolvidas via técnica do PH.

O horizonte de simulação é sempre de seis estágios para todos os casos analisados, isto é, seis anos de planejamento. Em cada ano e para uma determinada árvore, o número de discretizações (ramificações) é constante. O tamanho da árvore e, conseqüentemente, o número de cenários varia em função das ramificações. Para a demanda, foram atribuídas três ramificações em todos os casos simulados. Já para o PLD, optou-se por variar o número de ramificações, indo de apenas uma até três. Assim, a menor árvore é aquela formada por três ramificações de demanda e uma de PLD, gerando 3^5 cenários. No outro extremo, a maior árvore possui três ramificações tanto para a demanda quanto para o PLD, gerando 9^5 cenários.

Com relação aos dados de entrada referentes à evolução da demanda, os valores de PLD, bem como os preços praticados nos leilões e penalidades, adotou-se uma estratégia para que tais parâmetros guardem certa proporção entre si. Detalhando, normalmente os leilões A-5 são mais atrativos em relação aos leilões A-3, incentivando a compra no longo prazo. As penalidades são maiores que os custos de compra de energia, evidenciando a vantagem de ter o consumo coberto por contratos. Os PLDs estão, na maior parte do tempo, menores em relação ao preço médio das sobras de energia, inibindo o excesso de sobrecontratação. A utilização de dados de entrada fictícios, caso da modelagem em análise, buscou guardar tais coerências em seus parâmetros para que as soluções obtidas apresentem os mesmos objetivos de um problema sendo analisado com dados reais.

Com base no texto supracitado, o crescimento do cenário médio da demanda baseia-se na taxa de 4,5% ao ano, valor típico histórico do setor (ONS, 2012). O cenário com crescimento baixo tem taxa de 3% a.a. e o cenário com crescimento alto é de 5,5% a.a. Cada uma das taxas é aplicada ao valor inicial do ano 1 e assim sucessivamente até o ano 6. Desta forma, uma característica da árvore de cenários é o crescimento exponencial em função do número de ramificações. A Tabela 22

apresenta um breve histórico das taxas de crescimento da demanda, sendo utilizado para definir as ramificações da árvore de cenários.

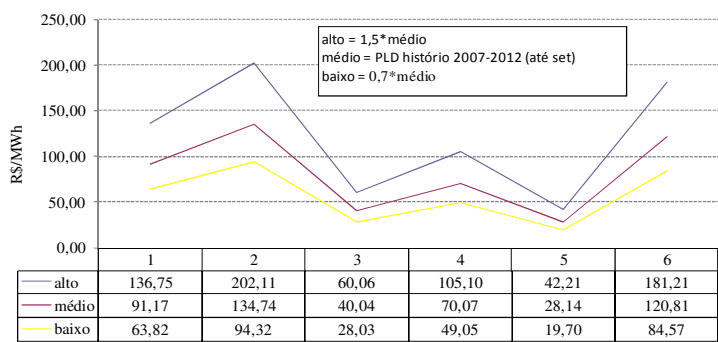
Tabela 22 – Taxas de crescimento da demanda de energia do SIN.

Demanda de Energia - SIN					
Ano	MW méd.	Taxa Anual	Ano	MW méd.	Taxa Anual
1992	28.111,20	-	2003	41.780,80	5,35%
1993	29.640,40	5,44%	2004	43.732,00	4,67%
1994	30.989,10	4,55%	2005	45.711,97	4,53%
1995	32.975,80	6,41%	2006	47.477,73	3,86%
1996	34.575,60	4,85%	2007	49.735,66	4,76%
1997	36.762,30	6,32%	2008	50.997,70	2,54%
1998	38.148,00	3,77%	2009	50.617,80	-0,74%
1999	39.182,40	2,71%	2010	54.252,49	7,18%
2000	41.002,80	4,65%	2011	56.100,34	3,41%
2001	37.752,00	-7,93%	2012	58.286,05	3,90%
2002	39.659,10	5,05%			

Fonte: ONS, 2012.

A definição dos cenários de PLDs, apresentados na Figura 15, é baseada no histórico verificado entre os anos de 2007 e 2012 (até o mês de setembro) no Submercado Sul (CCEE, 2012). Tais valores compõem o cenário PLD médio. Os cenários alto e baixo foram obtidos aplicando-se, respectivamente, os fatores 1,5 e 0,7 ao PLD médio.

Figura 15 – Cenários de PLD.
Evolução do PLD



Fonte: desenvolvido pelo autor.

A Tabela 23 apresenta os dados básicos de cada caso simulado. Do cenário *a* ao *g3*, a demanda do ano 1 é de 110 MWh, já para os cenários *a1*,...,*g31*, a demanda é de 105 MWh. Ao longo das análises, a razão da redução se tornará clara.

Tabela 23 – Dados dos casos simulados.

Caso	Dados	Nº de Cenários
a, a1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD médio. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	243
b, b1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	243
c, c1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD baixo. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	243
d, d1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto/baixo. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	7.776
e, e1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto/médio. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	7.776
f, f1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD baixo/médio. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	7.776
g	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto/médio/baixo. Cenários não equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	59.049
g1	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto/médio/baixo. Cenários não equiprováveis. Penalidade atualizada a 5%.	59.049

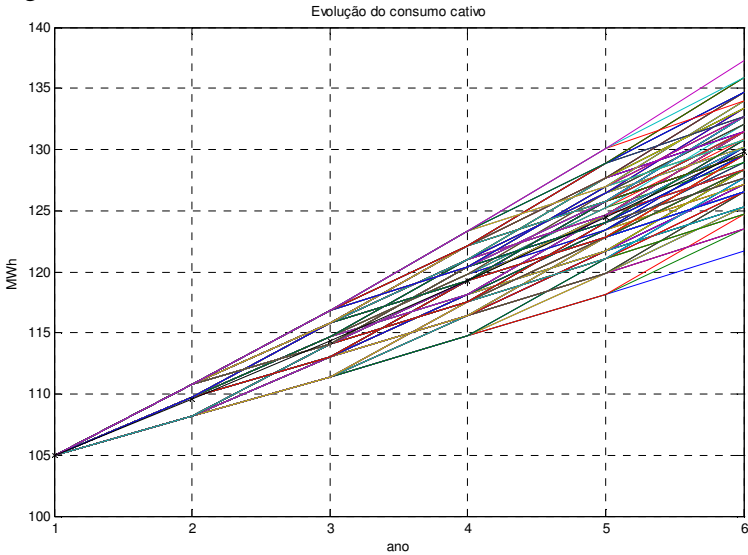
Caso	Dados	Nº de Cenários
g2	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto/médio/baixo. Cenários não equiprováveis. Penalidade atualizada a 10%.	59.049
g3, g31	Crescimento anual da demanda: 3%, 4,5% e 5,5%. PLD alto/médio/baixo. Cenários equiprováveis. Penalidade atualizada a 2%.	59.049

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Aos cenários não equiprováveis, as probabilidades 30%, 40% e 30% foram definidas aos valores alto, médio e baixo, respectivamente. Como a combinação da demanda e dos preços gera nove possibilidades (casos g, g1 e g2 não equiprováveis) de ramificações, cada probabilidade foi dividida por 3, gerando um vetor com nove posições. A combinação deste vetor ao longo dos seis anos de análise gerou outro vetor cuja multiplicação de seus 59.049 elementos resulta na unidade.

A Figura 16 apresenta a árvore de cenários no caso da demanda inicial em 105.

Figura 16 – Árvore de cenários (demanda do ano 1 em 105 MWh).



Fonte: desenvolvido pelo autor.

A respeito da atualização do parâmetro de penalidade do método PH, alguns testes foram realizados e concluiu-se que os melhores resultados em termos de desempenho foram obtidos com valor inicial em 0,1 e atualização (incremento) de 2% a cada iteração. Quando nada for citado, estas foram as configurações utilizadas. Há ainda a limitação no valor máximo de 100.

Cada subproblema a ser resolvido pelo PH possui 47 variáveis de decisão com 6 restrições de igualdade e 32 de desigualdade. Ao contrário do problema didático do item 4.3, as diferentes árvores simuladas contam, na maioria dos casos, com milhares de cenários. As variáveis de não antecipatividade totalizaram 12, sendo elas: leilão A-1 dos anos 1, 2, 3 e 4; leilão A-3 dos anos 1 e 2; leilão A-5, leilão de Ajuste e MCS D do ano 1; déficit, sobrecontratação e excedente do ano 1. Consequentemente, o número de multiplicadores de Lagrange possui a mesma dimensão, isto é, o número de variáveis de não antecipatividade vezes o número de cenários. Conforme realizado no problema do item 4.3, os valores meta e os multiplicadores possuem valor inicial zero, sendo atualizados a cada iteração segundo (29) e (38), respectivamente. Os critérios de parada do PH são dois, colocados em (39) e (40), sendo o valor de ϵ fixo em 0,1. Por fim, a modelagem é inserida no programa MATLAB[®] e a resolução dos subproblemas quadráticos é realizada pela Gurobi MATLAB[®] Interface (Gurobi Optimizer) (GUROBI, 2012). A execução do método PH segue o fluxograma apresentado na Figura 12.

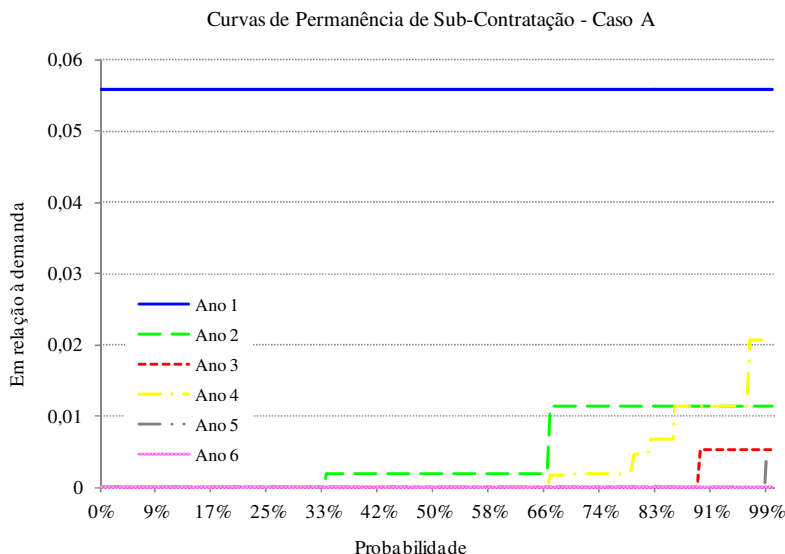
Inicialmente, o modelo foi executado com a carga do ano inicial em 110 MWh. Observou-se, nas curvas de permanência de subcontratação, mostrados na Figura 17 valores não nulos entre os anos 1 e 5. Estão sendo apresentadas as curvas do Caso A. As curvas são semelhantes para os demais casos, tanto em percentual de subcontratação quanto em tempo de permanência.

No Ano 1, a subcontratação foi de 5,5% da demanda durante todo tempo. É compreensível que o modelo não tenha conseguido anular a subcontratação neste ano devido à disponibilidade apenas dos instrumentos de contratação de curto prazo como MCS D e Leilão de Ajuste. Nos demais anos, a subcontratação alcançou a duração máxima de 67% do tempo, caso do Ano 2, e chegou ao valor máximo de 2% da demanda, caso do Ano 4. Desta forma, concluiu-se que o modelo não dispôs de flexibilidade suficiente para contratar energia, como, por exemplo, gerando sobrecontratação em função das variáveis de entrada.

Com exceção do Ano 6, que pode contar com a energia contratada no leilão A-5, os demais anos foram penalizados com

subcontratação devido às restrições impostas à compra de energia nos demais leilões.

Figura 17 – Evolução das curvas de permanência (Caso A).



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Como opções para que o modelo apresentasse o comportamento desejado, era possível aumentar a quantidade da energia já contratada ao longo dos anos de análise, gerando diminuição da quantidade a ser comprada, ou diminuir a demanda inicial sobre a qual serão aplicadas as taxas anuais para formar a árvore de demanda. Por questão de simplicidade, optou-se por diminuir a demanda do Ano 1 para 105 MWh.

A seguir será apresentada a análise detalhada do Caso A1 e, quando possível, fazendo-se comparações com os demais casos.

5.1 CASO A1

Conforme apresentado, o Caso A1 possui uma árvore de cenários em que as taxas de crescimento da demanda são de 3%, 4,5% e 5,5%, considerando o cenário de PLD médio. O caso convergiu com 329 iterações em 8min31s para o valor da função objetivo de R\$ 5.298,45. A Figura 18 apresenta o processo iterativo. A partir da iteração 170, o

valor da função objetivo torna-se praticamente constante, convergindo pela norma infinita do gradiente, mostrada na Figura 19.

Figura 18 – Função objetivo do Caso A1.

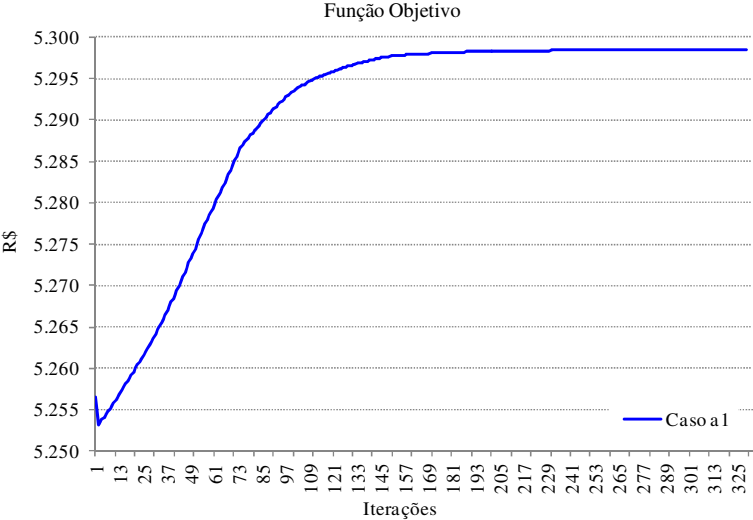
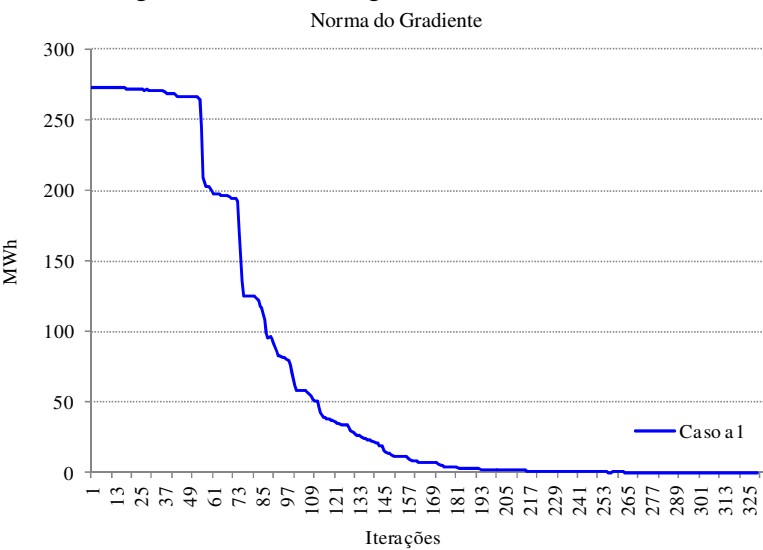


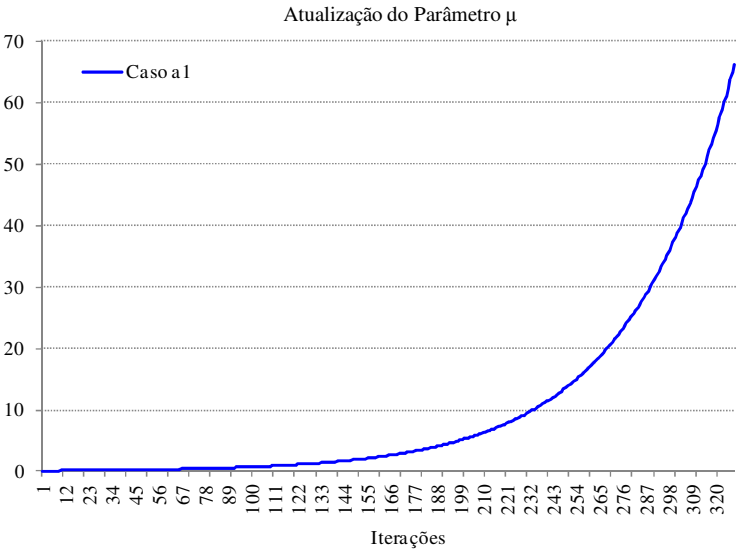
Figura 19 – Norma do gradiente do Caso A1.



Constata-se que o valor $\varepsilon=0,1$ foi adequado, pois caso fosse mais rigoroso (0,01 ou menor), o custo computacional se elevaria sem grandes progressos na resposta final dada pelo modelo.

A Figura 20 apresenta a evolução do parâmetro de penalidade em função do número de iterações.

Figura 20 – Evolução do parâmetro de penalidade.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

A principal saída do problema de otimização é dada pelas quantidades que a distribuidora deve contratar ou descontratar a cada ano para formar uma carteira de contratos considerando os custos de compra de energia e penalidades presentes no processo. Porém, as decisões de primeiro estágio, ou seja, Ano 1, serão as mais importantes porque serão aquelas que terão que ser tomadas na forma de declarações de compra de energia nos leilões regulados. Para o Caso A1, as compras de energia a serem realizadas no Ano 1 estão mostradas na Tabela 24.

Tabela 24 – Compras de energia no Ano 1.

Leilão	A-1	A-3	A-5	Ajuste	MCSD
Montante (MWh)	6,720	0,544	3,616	1,028	0,841

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Nota-se que o maior montante está presente no leilão A-1. Isso decorre da recontração do montante de reposição que é de 7 MWh. Assim, a contratação poderia variar entre o mínimo de 6,72 MWh (96% de 7 MWh) e o máximo de 7,49 MWh (montante de reposição somado com 0,5% da carga verificada no ano anterior). Já no leilão A-3 o montante de energia poderia variar entre zero e 1,94 MWh (2% da carga verificada dois anos antes à ocorrência do leilão). Por sua vez, o modelo fornece como valor ótimo o montante de 0,544 MWh. O leilão A-5, não possuindo restrições de compra, está livre para adquirir qualquer quantidade de energia visando o suprimento do Ano 6. O leilão de ajuste, que tem fornecimento de energia no ano corrente e no ano seguinte, está limitado a 1% dos contratos já firmados no ano de sua realização. O limite máximo é de aproximadamente 1,028 MWh coincidindo com a energia contratada. Por fim, o mesmo aconteceu com o MCS D que contrata o limite máximo possível de energia, ou seja, 4% dos contratos de energia existente para o Ano 1.

Outras variáveis não ligadas diretamente à compra de energia podem dar um indicativo da existência de sobrecontratação, déficit ou violações às restrições dos leilões A-1 e A-3. Essas variáveis estão apresentadas na Tabela 25.

Tabela 25 – Variáveis de gestão da contratação (ano 1).

Variável	Montante (MWh)
Violação A-1	0,000
Violação A-3	0,000
Sobrecontratação até 3%	0,000
Sobrecontratação acima de 3%	0,000
Déficit	1,130

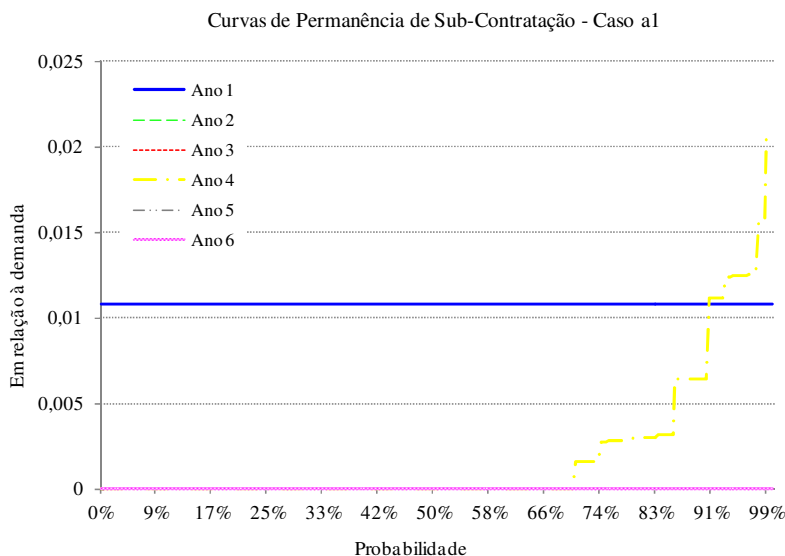
Fonte: desenvolvido pelo autor.

A violação de compra no leilão A-1 expressa o montante de energia abaixo dos 96% do montante de reposição que não é adquirida no leilão. Como se pode constatar, não houve esta violação. Já no leilão A-3 a violação é a compra acima dos 2% da carga verificada dois anos antes à realização do leilão. Neste caso, o limite também foi respeitado. As variáveis que medem a sobrecontratação estão divididas em duas partes. A primeira avalia as sobras de energia até 3% acima da carga. Por sua vez, a segunda trata dos excedentes que vão além do patamar de 3%. Ambas apontaram que não houve sobrecontratação. Então, poder-

se-ia concluir que a carga foi atendida em 100%; porém, a variável de déficit informa que houve insuficiência de contratos para suprir a totalidade do consumo. A razão de tal fato ocorrer se deve à existência de apenas o leilão de ajuste e o MCSD para a aquisição de energia com fornecimento já no ano em que os certames ocorrem. Além disso, há limites rigorosos para a quantidade a ser contratada, favorecendo a ocorrência de déficit no ano inicial.

Valores pontuais de variáveis, como os apresentados na Tabela 25, não fornecem a ideia do tempo transcorrido para um determinado evento. Já as curvas de permanência permitem indicar a porcentagem do tempo em que um determinado valor, seja de sobrecontratação ou subcontratação, foi igualado ou superado durante o período de observação. A Figura 21 apresenta as curvas de permanência de déficit ou subcontratação do Caso A1 para os seis anos analisados.

Figura 21 – Evolução das curvas de permanência (Caso A1).



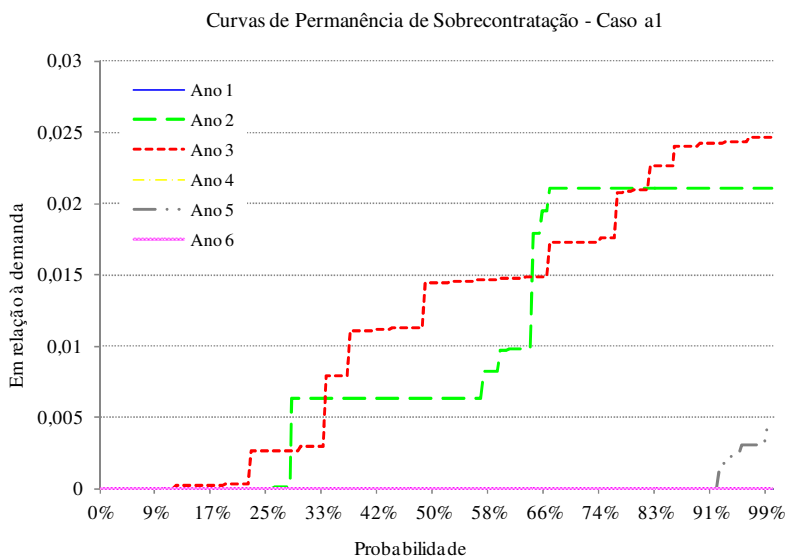
Fonte: desenvolvido pelo autor.

A construção das curvas de permanência considerou os 243 cenários de carga equiprováveis. No caso da subcontratação, as variáveis de déficit foram divididas pela carga de cada cenário, fornecendo um percentual da demanda sem cobertura contratual. Para o ano 1, o déficit permaneceu em todos os cenários analisados. Já para o

ano 4, o déficit ocorreu em aproximadamente 30% dos cenários. Mesmo assim, não se pode afirmar que neste ano haverá déficit porque o foco das decisões está voltado para o ano 1. Nos demais anos, não há déficit.

A sobrecontratação foi apurada da mesma forma, em relação à carga de cada cenário estudado. Observa-se através da Figura 22 que a sobrecontratação máxima é de aproximadamente 2,5%, no Ano 3, situando-se dentro do limite máximo de 3% para o repasse dos custos às tarifas de energia.

Figura 22 – Evolução das curvas de permanência (Caso A1).



Fonte: desenvolvido pelo autor.

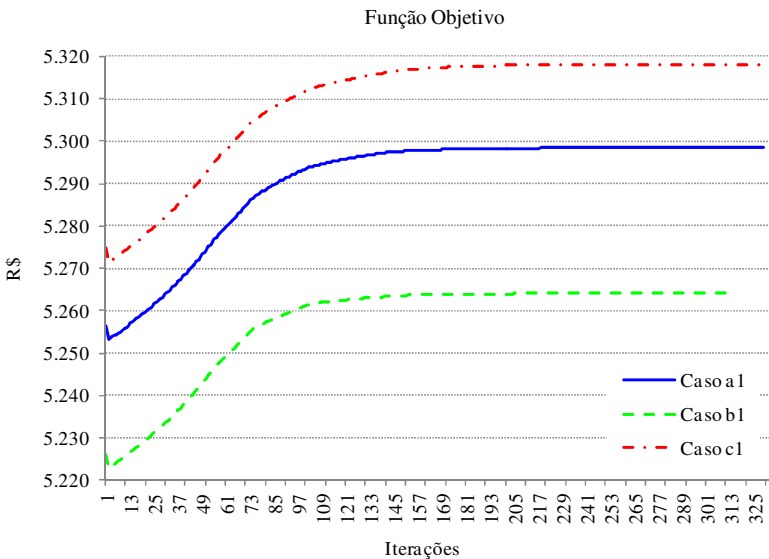
O Ano 1 e o Ano 4 não estão presentes por apresentarem subcontratação. Já o Ano 6 teve a carga de todos os cenários atendida em 100% em função do impacto do leilão A-5, não apresentando sub ou sobrecontratação.

No item a seguir, são apresentadas as principais grandezas analisadas para o Caso A1, porém, comparadas aos demais casos com carga inicial em 105 MWh agrupados pelo número de cenários.

5.2 DEMAIS CASOS

A evolução do valor da função objetivo ao longo das iterações dos Casos A1, B1 e C1 está apresentada na Figura 23. Existe a diferença da ordem de R\$ 60,00 entre os Casos C1 e B1 que se deve ao cenário de PLD empregado em cada caso. O Caso C1 utiliza o cenário de PLD baixo e o Caso B1 o de PLD alto. A comparação com o custo médio de aquisição das sobras de energia determinará, entre os cenários, redução de custo em função da sobrecontratação ocorrida. É importante notar que o cenário de PLD também interfere na penalidade por déficit de energia, podendo torná-la mais severa com o seu aumento.

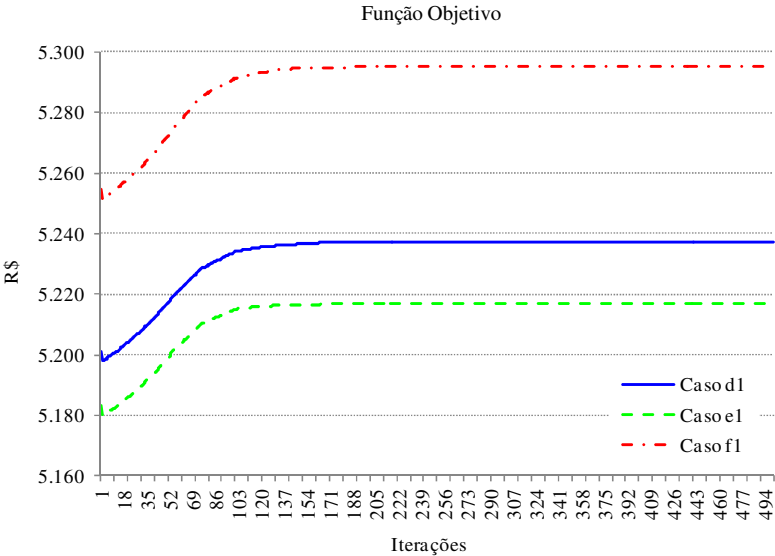
Figura 23 – Função objetivo dos Casos A1, B1 e C1.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

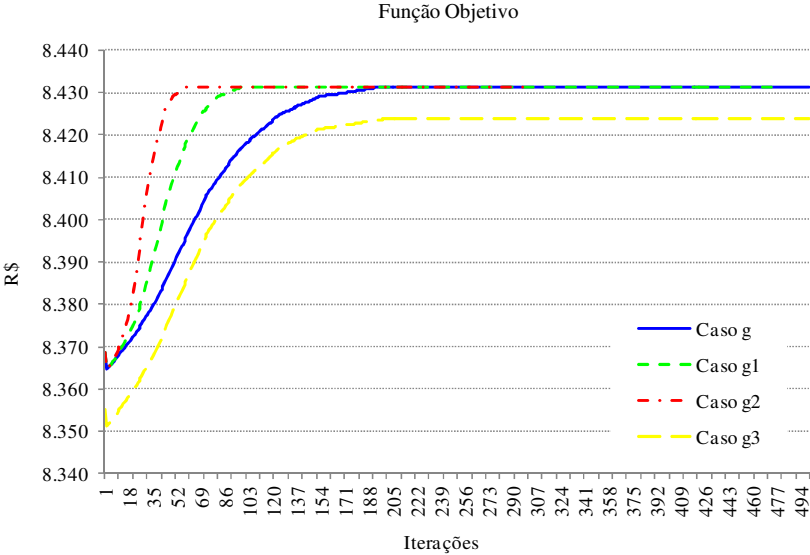
Nos Casos D1, E1 e F1, as curvas da função objetivo estão apresentadas na Figura 24. Os valores da função objetivo dos Casos G, G1, G2 e G3 estão apresentados na Figura 25 e a intenção é mostrar os efeitos da taxa de atualização do parâmetro de penalidade μ e dos cenários serem equiprováveis ou não.

Figura 24 – Função objetivo dos Casos D1, E1 e F1.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 25 – Função objetivo dos Casos G, G1, G2 e G3.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Na Figura 24, a diferença entre o maior e o menor valor é de aproximadamente R\$ 80,00 e deve-se aos mesmos motivos explicados anteriormente. Outro detalhe a ser notado para estes casos é o número de iterações que chegou a 500 para os três casos, fazendo o método convergir pela estabilidade da função objetivo.

Os cenários dos Casos G, G1 e G2 não são equiprováveis e empregaram taxas de atualização de μ a cada iteração de 2%, 5% e 10%, respectivamente. Nestes casos, a demanda inicial é a definida na Tabela 23. Com relação à convergência, observa-se a estabilidade mais rápida da função objetivo na medida em que μ aumenta. Do ponto de vista da probabilidade associada aos cenários, os casos com cenários não equiprováveis apresentaram custo maior (R\$ 8.431,36) em relação ao Caso G3 equiprovável (R\$ 8.423,96).

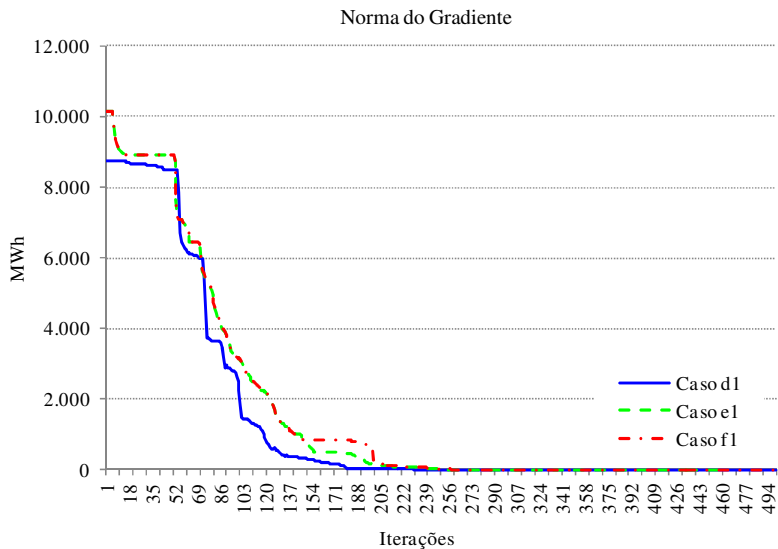
Como os Casos D1, E1 e F1 convergiram pela estabilidade da função objetivo, é conveniente verificar a curva da norma do gradiente. Como se visualiza na Figura 26, a partir da iteração 256 aproximadamente, as normas dos três casos estabilizam-se e passam a variar muito pouco a cada iteração.

O Caso D1 tem a norma do gradiente em 16,92 MWh, na iteração 256, caindo para o valor de 0,24MWh na iteração 500. O mesmo acontece para o Caso E1 que tem a norma em 16,23 MWh a partir da iteração 256 e ao final do processo iterativo está com o valor de 0,22 MWh. Por fim, a norma do gradiente do Caso F1 inicia a iteração 256 com 15 MWh e converge para 0,11MWh.

Os três casos apresentam normas acima do critério estabelecido para convergência que é de 0,1; porém, a continuidade das iterações não traria maiores benefícios à função objetivo, justificando a adoção de um segundo critério a partir da iteração 500 que foi a estabilidade da função objetivo. Para os Casos B1, C1 e G31, cujas normas do gradiente não foram apresentadas, as mesmas são semelhantes aos Casos A1, D1, E1 e F1.

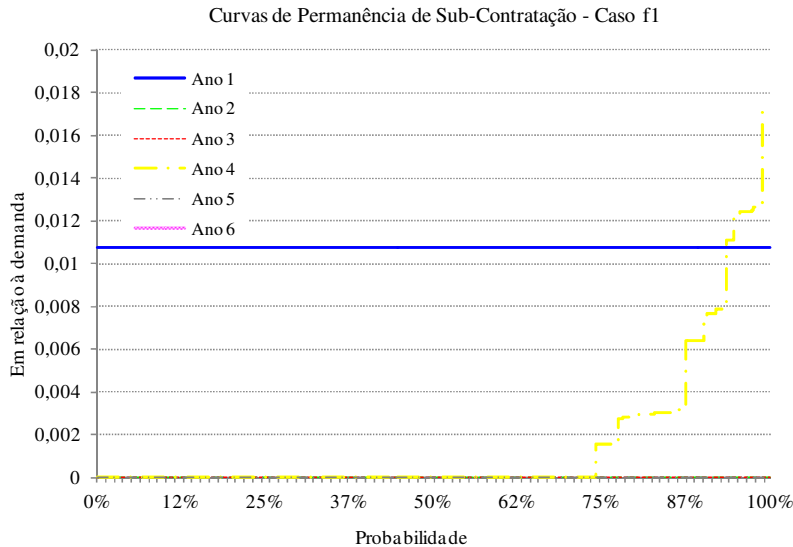
A título de comparação com o Caso A1, nas figuras 27, 28, 29 e 30 a seguir estão sendo apresentadas as curvas de permanência de subcontratação e sobrecontratação dos Casos F1 e G31.

Figura 26 – Norma do gradiente dos Casos D1, E1 e F1.



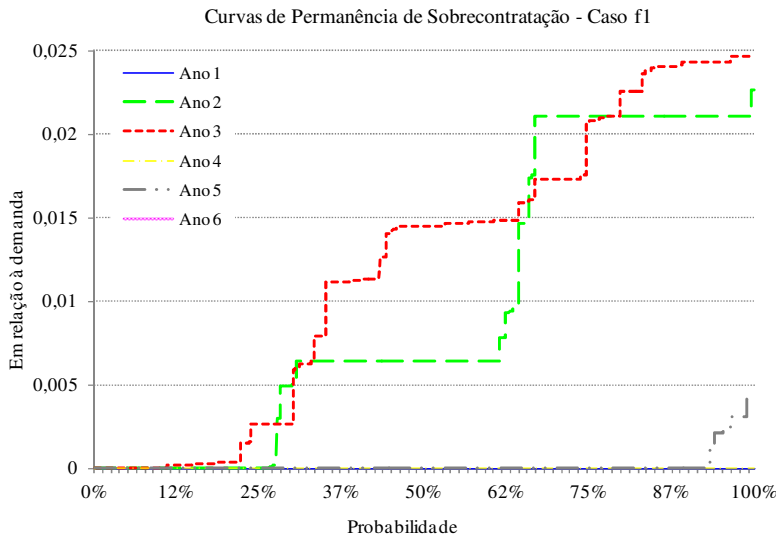
Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 27 – Evolução das curvas de sub-contratação (Caso F1).



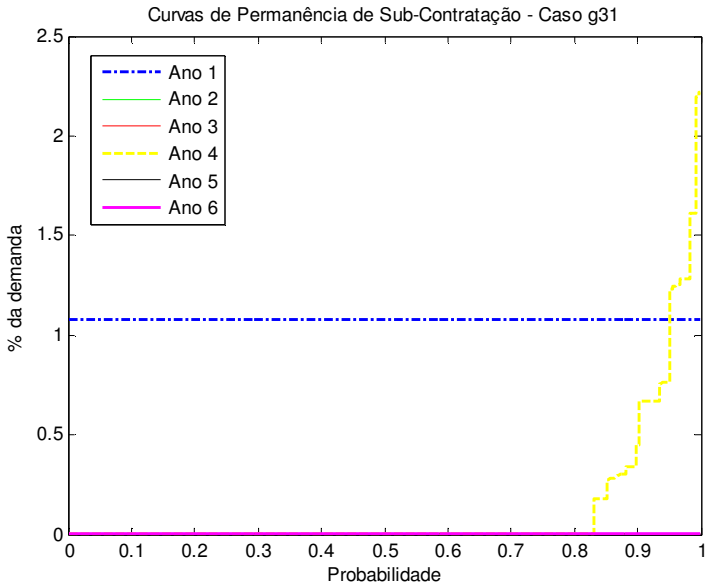
Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 28 – Evolução das curvas de sobrecontratação (Caso F1).



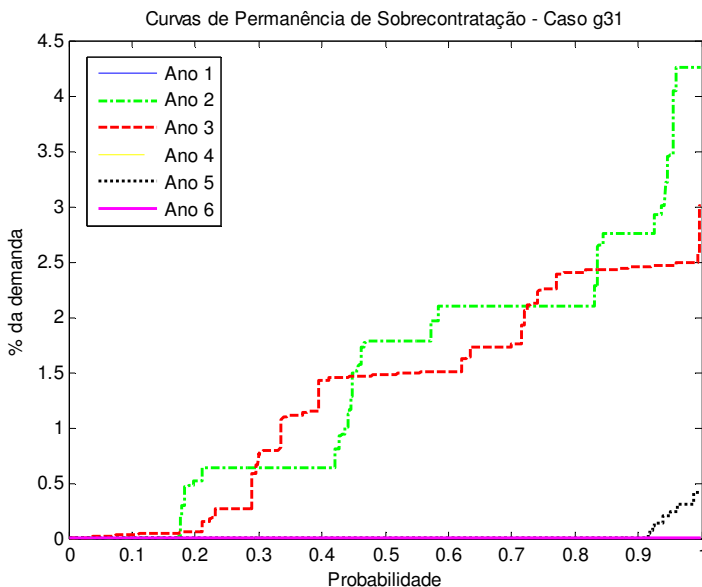
Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 29 – Evolução das curvas de subcontratação (Caso G31).



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 30 – Evolução das curvas de sobrecontratação (Caso G31).



Fonte: desenvolvido pelo autor.

No Caso F1, como já era esperado, o Ano 1 apresenta falta de contratos de energia em todos os cenários. Tal fato se deve à indisponibilidade de instrumentos de contratação de curto prazo que permitam a aquisição da quantidade de energia necessária para suprir o consumo. No Ano 4, a subcontratação também está presente, porém, em apenas 25% dos cenários, ou 1.944 cenários dos 7.776 analisados. Já a sobrecontratação limita-se ao máximo aproximado de 2,5%, situando-se na faixa regulatória passível de repasse de custos aos consumidores.

A análise da subcontratação no Caso G31 é semelhante ao Caso F1. Porém, como o número de cenários aumentou para 59.049 e a subcontratação está presente em aproximadamente 17% dos cenários no Ano 4, pode-se afirmar com mais certeza que as chances da mesma ocorrer são menores em relação ao Caso F1, já que o modelo analisou uma quantidade muito maior de cenários. A sobrecontratação acima de 3% está presente no Ano 2 em aproximadamente 5% dos cenários, ou seja, em 2.952 cenários analisados. Já a sobrecontratação acima de 3% no Ano 3 apresenta probabilidade praticamente nula de ocorrer.

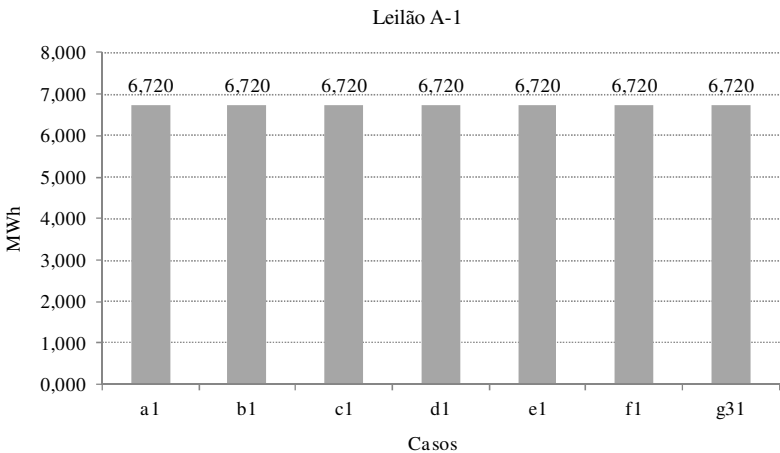
5.3 COMPARAÇÃO ENTRE SOLUÇÕES PRIMAIS

Dispondo das soluções dos sete casos testados, esta seção aborda comparativamente as necessidades de compra de energia a serem declaradas nos vários leilões regulados ou nos mecanismos de ajuste de curto prazo. Ressalta-se que todas as variáveis analisadas são do Ano 1, visando à tomada de decisão a respeito de contratação ou descontração de energia neste mesmo ano.

Como se observa na Figura 31, o montante de energia a ser declarado no leilão A-1 é o mesmo para todos os casos e refere-se ao mínimo necessário para a recontração do montante de reposição (96% de 7 MWh), ou seja, a quantidade de energia existente com término de vigência ao final do Ano 1.

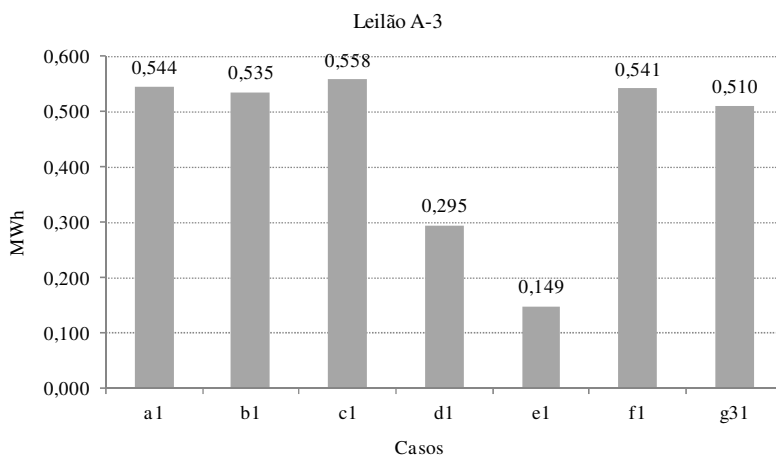
A compra de energia no leilão A-3, apresentada na Figura 32, foi a que mostrou a maior variação entre os casos. O Caso E1 obteve o menor valor de declaração, enquanto que o Caso C1 apresentou o maior valor, 0,558 MWh. Para este leilão o montante de energia adquirida poderia chegar a 1,94 MWh, representando 2% da demanda verificada dois anos antes da realização do leilão.

Figura 31 – Leilão A-1.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

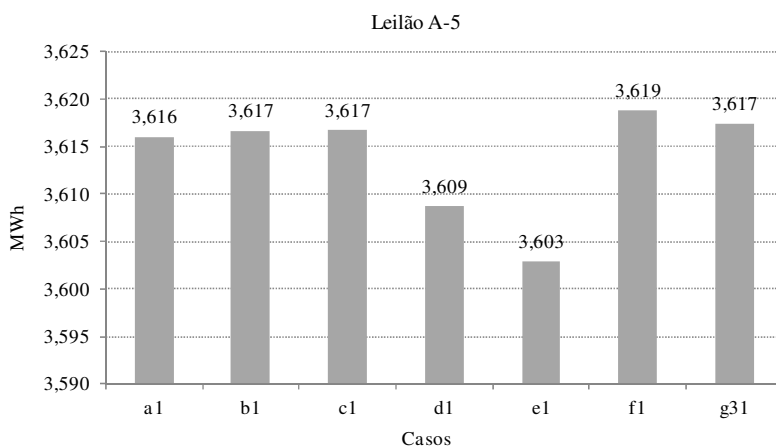
Figura 32 – Leilão A-3.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

O leilão A-5, mostrado na Figura 33, não possuindo limite máximo de compra, é guiado pelas variáveis do Ano 6. Nota-se que os valores ficaram próximos de 3,6 MWh, com variação entre o valor máximo (Caso F1) e o valor mínimo (Caso E1) de 0,016 MWh.

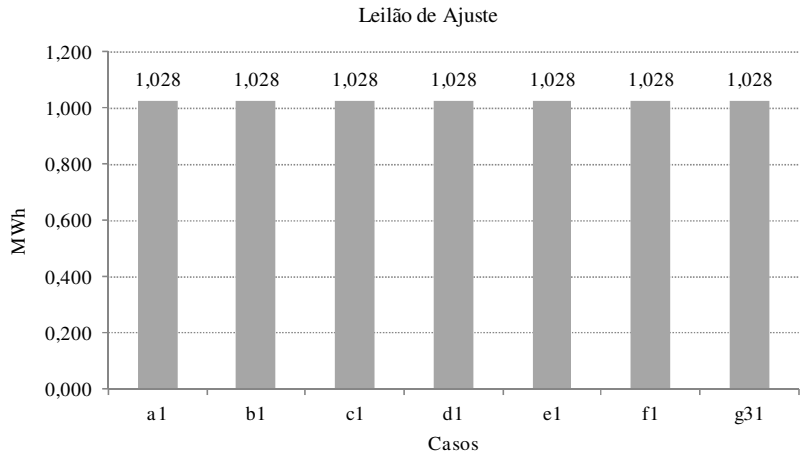
Figura 33 – Leilão A-5.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

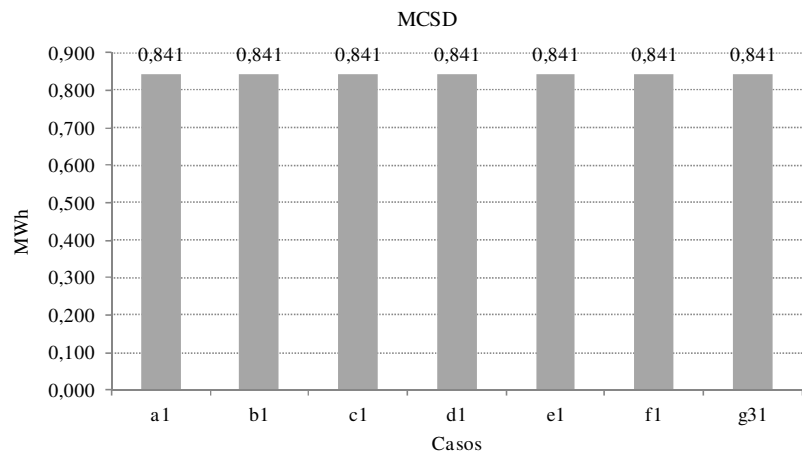
Na Figura 34 e na Figura 35, estão sendo apresentadas as compras de energia a serem realizadas no leilão de ajuste e através do MCSD, respectivamente.

Figura 34 – Leilão de Ajuste.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Figura 35 – MCSD.

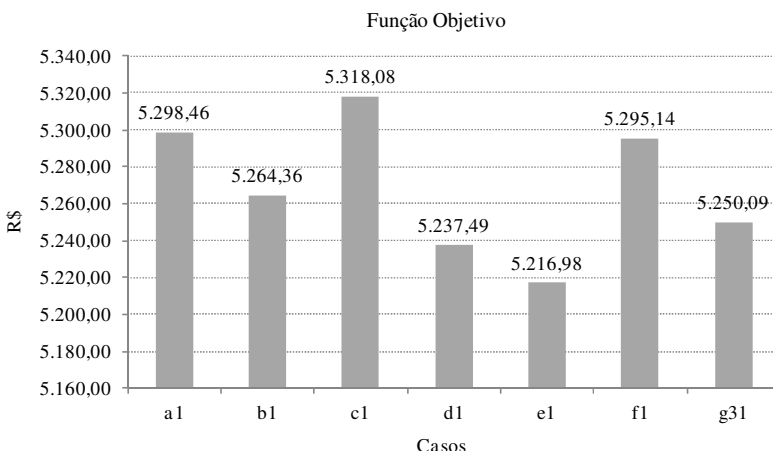


Fonte: desenvolvido pelo autor.

Em ambos os certames, os valores foram os mesmos para todos os casos. O leilão de ajuste, por fornecer energia a partir do ano de sua realização e para o ano seguinte, contratou o máximo possível que foi de 1,028 MWh. O mesmo ocorreu com o MCSD, contratando o máximo de 4% da energia existente no Ano 1.

Os valores da função objetivo, visualizados na Figura 36, guardam relação com os cenários de PLD presentes em cada caso.

Figura 36 – Função objetivo.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Entre os Casos A1, B1 e C1, o cenário de PLD alto do Caso B1 gerou o menor valor para a função objetivo. O oposto também é verdadeiro, já que o Caso C1 contou com o cenário de PLD baixo e apresentou o maior valor. Para os Casos D1, E1 e F1, a combinação dos cenários de PLD alto/médio gerou o menor valor da função objetivo no Caso E1. Já os cenários de PLD baixo/médio provocaram o maior valor de função objetivo. Finalizando, o Caso G31, que contou com os cenários de PLD alto/médio/baixo, apresentou o valor de R\$ 5.250,09 que é muito próximo da média dos Casos D1, E1 e F1 (5.249,87). A explicação que pode ser dada às relações identificadas é o fato de que o PLD alto, apesar de aumentar as penalidades por déficit, também reduz a função objetivo quando estiver maior que o preço médio das sobras de energia.

Como conclusão sobre qual caso seria o mais viável para ser utilizado como base para a decisão de compra de energia, pode-se dizer

que o Caso G31 foi o que apresenta as maiores possibilidades de ocorrência de cenários de PLD, já que os cenários de demanda são iguais para todos os casos. Assim, as soluções apresentadas por este caso tendem a ser mais robustas frente às variações verificadas no mercado.

Sobre as variáveis que avaliam as violações de compra de energia nos leilões A-1 e A-3, resta a dizer que as mesmas foram nulas para todos os casos analisados. Assim, o montante de reposição obteve, pelo menos, recontração mínima de 96% e, nos leilões A-3, não houve compras acima de 2% da demanda verificada dois anos antes da realização do leilão.

Com o propósito informativo, a Tabela 26 apresenta o tempo de processamento e o número de iterações de cada um dos casos analisados.

Tabela 26 – Tempo de processamento e número de iterações.

Caso	Tempo	Nº de Iterações	Nº de Cenários	Norma do Gradiente (MWh)
a1	8min36s	329	243	0,0988
b1	9min17s	329	243	0,0940
c1	8min52s	336	243	0,0954
d1	34min59s	500	7.776	0,2393
e1	34min54s	500	7.776	0,2203
f1	34min31s	500	7.776	0,1103
g31	4h2min37s	500	59.049	1,3593

Fonte: desenvolvido pelo autor.

É interessante notar que o tempo de processamento é diretamente proporcional ao número de cenários de cada caso, considerando que o número de iterações foi semelhante. Já o número de iterações do método PH não guarda a mesma relação.

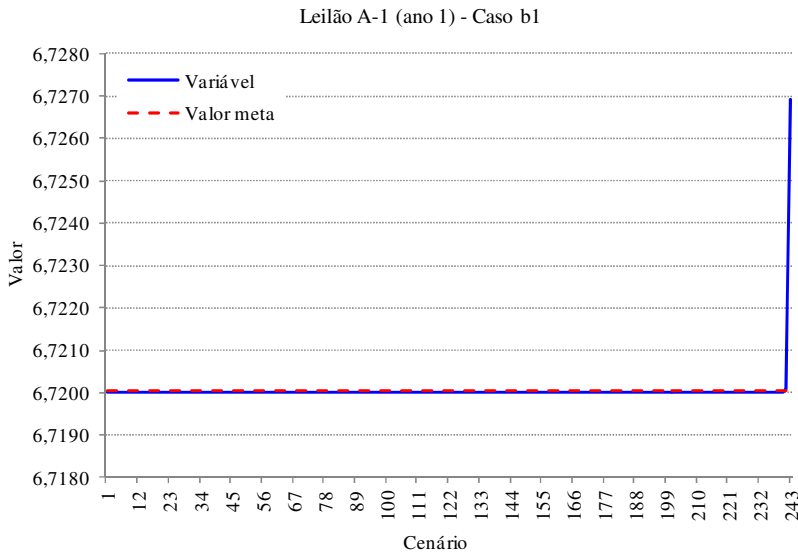
5.4 VARIÁVEIS DE NÃO ANTECIPATIVIDADE

O objetivo deste item é ilustrar o valor das variáveis de não antecipatividade na última iteração do método do PH. Neste sentido, o Caso B1 é escolhido juntamente com as variáveis de não antecipatividade dos leilões de compra de energia e ajuste de contratação (MCSD). Na última iteração, espera-se que a variável sob

análise, valorada a cada cenário, esteja muito próxima ou igual ao valor meta definido na iteração anterior.

Na Figura 37, visualiza-se o leilão A-1 e seu valor meta. Praticamente em todos os cenários o valor da variável iguala-se ao valor meta. Para o leilão A-3, Figura 38, apesar de alguns pontos apresentarem picos em relação ao valor meta, estes são de baixo valor, e a grande maioria iguala-se ao valor meta.

Figura 37 – Variável de não antecipatividade do Leilão A-1.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

O leilão A-5 da Figura 39 é o que apresenta a maior quantidade de picos em relação à variável de não antecipatividade e o valor de maior frequência (moda) é 3,617 MWh.

Figura 38 – Variável de não antecipatividade do Leilão A-3.

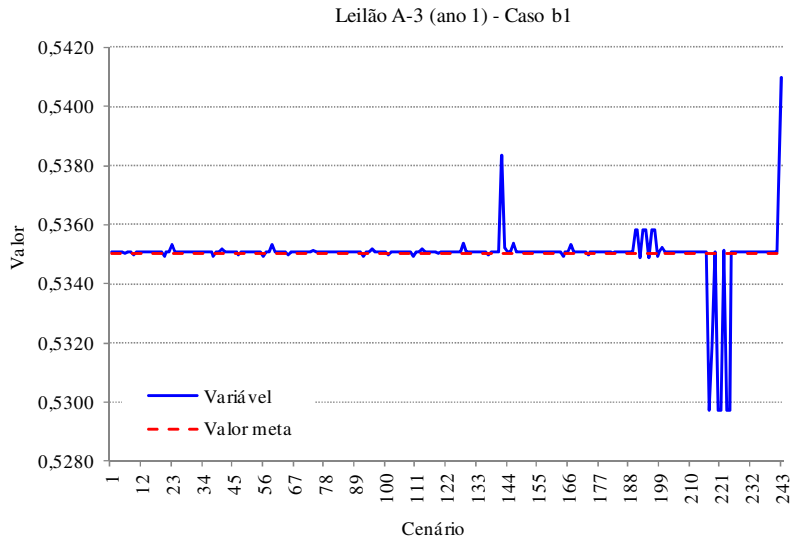
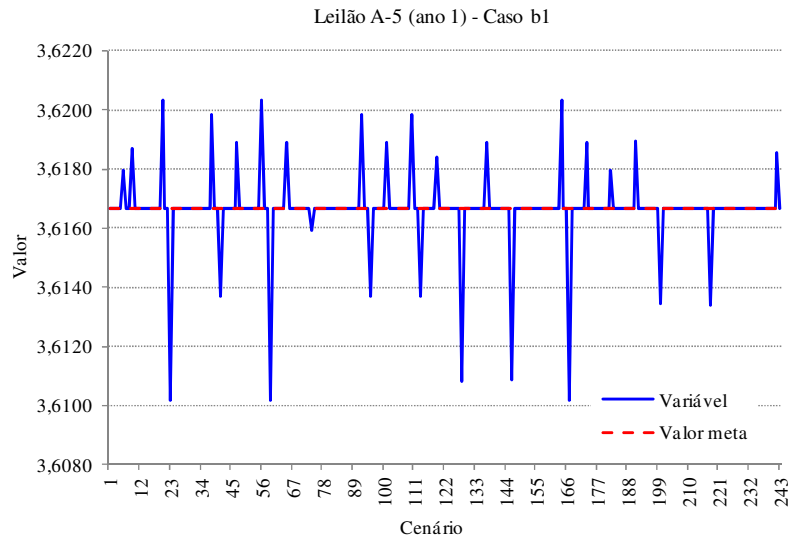
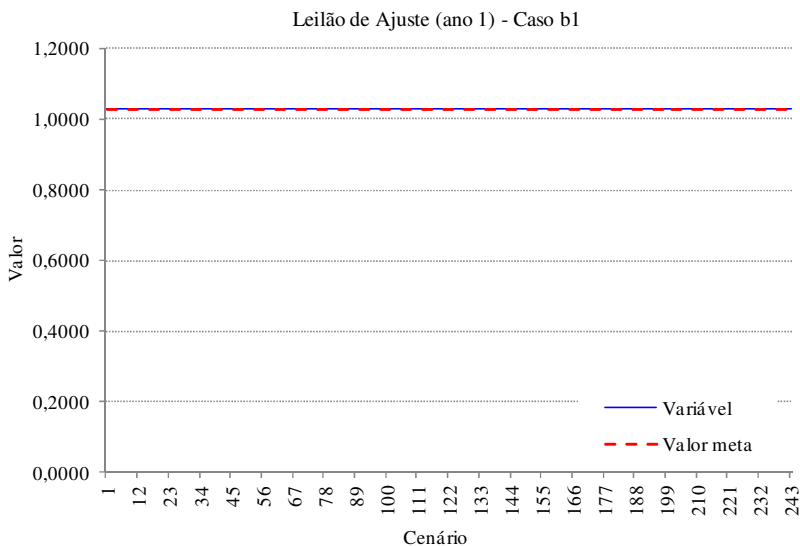


Figura 39 – Variável de não antecipatividade do Leilão A-5.



A variável do leilão de ajuste da Figura 40, não mostrou desvios em relação ao seu valor meta, situando-se em 1,028 MWh.

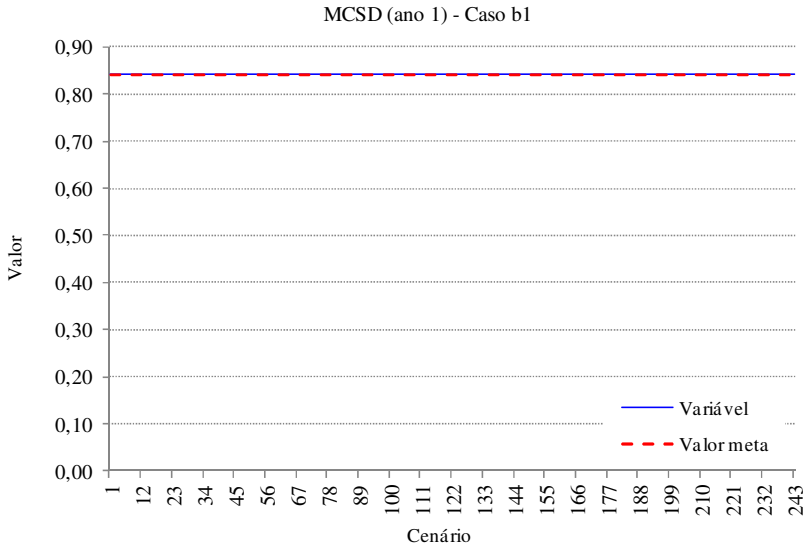
Figura 40 – Variável de não antecipatividade do Leilão de Ajuste.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

O mesmo ocorreu para o MCSD que definiu o valor de 0,841 MWh para todos os cenários, coincidindo com seu valor meta, conforme mostra a Figura 41. A comparação entre as variáveis do Ano 1 e seus respectivos valores meta considerou o PH com o valor para convergência de 0,1. Algumas variáveis apresentaram pequenas discrepâncias em relação ao valor meta, enquanto que outras se mostraram totalmente aderentes a ele. Caso se queira diminuir tais desvios em relação ao valor meta, seria necessário executar o caso novamente com o critério de convergência mais rigoroso como, por exemplo, em 0,01. Este seria um exercício puramente teórico, já que não se veria alteração na moda das variáveis do Ano 1. Além disso, o custo computacional se elevaria.

Figura 41 – Variável de não antecipatividade do MCSD.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

5.5 AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DAS SOLUÇÕES

No problema de otimização proposto, foram consideradas como variáveis aleatórias a demanda de energia elétrica e os preços no mercado de curto prazo (PLD). Estas variáveis representam o processo estocástico do problema e foram representadas através de uma árvore de cenários.

Até o momento, as soluções apresentadas nos itens anteriores foram obtidas a partir de uma árvore de cenários com três ramos de demanda e com os preços de curto prazo podendo variar de um a três ramos.

De Matos (2012) comenta que problemas de natureza estocástica enfrentam dois objetivos conflitantes. De um lado, deseja-se que o número de cenários seja modesto, possibilitando a resolução computacional em um tempo viável. Por outro, espera-se que a solução obtida também represente uma boa solução para o problema real, sendo este definido com o número de cenários suficientemente grande para representar todo o espaço probabilístico. O autor comenta ainda que uma política de solução é calculada com base em uma árvore em particular, sendo necessário medir a qualidade da solução.

Avaliar a qualidade da solução significa medir se o tamanho da árvore é suficiente ou se novas estratégias de amostragem da árvore devem ser praticadas.

A forma escolhida de aferição da qualidade da política de solução baseia-se no cálculo do *gap* de otimalidade associado à solução obtida \underline{x} (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007 e BAYRAKSAN; MORTON, 2006), podendo ser escrito matematicamente como:

$$gap = g(\underline{x}) - v^* \quad (41)$$

em que:

$g(\underline{x})$ valor da função objetivo do problema real, isto é, problema em que a árvore de cenários é suficientemente grande para todas as realizações da variável estocástica.

v^* valor da função objetivo na solução ótima do problema real.

A principal dificuldade de estimar o *gap* é que ambos os termos na equação acima não podem ser determinados precisamente. Assim, a estratégia é fazer uma estimativa destes valores. O próximo passo para o cálculo do *gap* é a estimativa das parcelas $g(\underline{x})$ e v^* .

Iniciando pela estimativa de $g(\underline{x})$, é necessário definir uma amostra aleatória $\xi^j, j=1, \dots, R$, de ξ , cujos elementos estejam distribuídos independentemente dos demais. A amostra dos R cenários sorteados independentemente na árvore do problema real possibilitará o cálculo da variância de $g(\underline{x})$, da seguinte forma:

$$gm_R(\underline{x}) = \frac{1}{R} \sum_{j=1}^R G(\underline{x}, \xi^j) \quad (42)$$

$$\underline{\sigma}_R^2(\underline{x}) = \frac{1}{R(R-1)} \sum_{j=1}^R \left[G(\underline{x}, \xi^j) - gm_R(\underline{x}) \right]^2 \quad (43)$$

em que:

$G(\underline{x}, \xi^j)$ é o valor da função objetivo no cenário ξ^j .

É conveniente utilizar uma amostra grande de R , considerando que o cálculo de $G(\underline{x}, \xi^j)$ envolve apenas a resolução de um problema de

programação linear referente a cada cenário. Assim, a seguinte equação fornece uma estimativa do limite superior de $g(\underline{x})$:

$$U_p(\underline{x}) = gm_R(\underline{x}) + z_\alpha \sigma_R(\underline{x}) = \frac{1}{R} \sum_{j=1}^R G(\underline{x}, \xi^j) + z_\alpha \sigma_R(\underline{x}) \quad (44)$$

em que:

z_α valor crítico da distribuição normal. Por exemplo, para $\alpha=5\%$, tem-se que $z_{0,05} \approx 1,64$.

O intervalo de confiança associado ao limite superior de $g(\underline{x})$ é de $100(1-\alpha)\%$, sendo que R deve ser grande o suficiente para justificar a utilização da distribuição normal.

Equivalentemente ao realizado para estimar o limite superior de $g(\underline{x})$, o limite inferior de v^* pode ser calculado definindo-se v_N^j como o valor da função objetivo j associado à solução ótima x_N^j , obtida considerando uma árvore de cenários (sub-árvore) contida na árvore associada ao problema real. Aqui, o índice N refere-se ao número de aberturas por estágio de análise, no caso, anual.

Segundo Shapiro e Philpott (2007) tem-se que $v^* \geq E[v_N^j]$, assim o valor de $E[v_N^j]$ pode ser estimado por amostragem através da resolução de M problemas com amostras geradas de forma independente. Sejam, então, v_N^1, \dots, v_N^M os valores ótimos das funções objetivos obtidos pela resolução dos M problemas. A equação a seguir representa um estimador não viesado para $E[v_N^j]$:

$$\underline{v}_{NM} = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M v_N^j \quad (45)$$

Como as amostras da sub-árvore são independentes, os valores de v_N^1, \dots, v_N^M também são, sendo possível calcular a variância de \underline{v}_{NM} através da equação:

$$\underline{\sigma}_{NM}^2 = \frac{1}{M(M-1)} \sum_{j=1}^M (v_N^j - \underline{v}_{NM})^2 \quad (46)$$

Por fim, o limite inferior de $E[v_N^j]$ com intervalo de confiança de $100(1-\alpha)\%$ é dado por:

$$L_{NM} = \underline{v}_{NM} - t_{\alpha, M-1} \underline{\sigma}_{NM} \quad (47)$$

em que:

$t_{\alpha, M-1}$ valor crítico da distribuição *t-student* com $M-1$ graus de liberdade. Por exemplo, para $\alpha=5\%$ e 14 graus de liberdade, tem-se que $t_{0,05;14} \approx 1,76$.

A Equação (41) agora pode ser reescrita da seguinte forma:

$$gap = U_p(\underline{x}) - L_{NM} \quad (48)$$

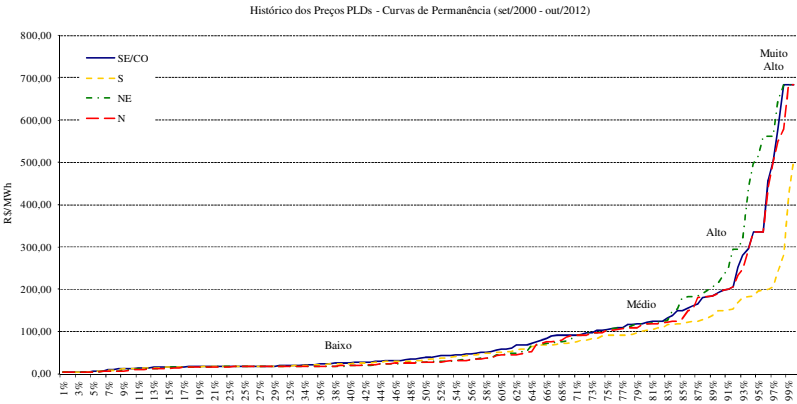
Substituindo (44) e (47) em (48), tem-se a equação para estimar o *gap* de otimalidade com intervalo de confiança de $100(1-2\alpha)\%$:

$$gap(\underline{x}) = gm_R(\underline{x}) - \underline{v}_{NM} + t_{\alpha, M-1} \underline{\sigma}_{NM} + z_{\alpha} \underline{\sigma}_R(\underline{x}) \quad (49)$$

Com a teoria sobre o cálculo do *gap* apresentada, resta descrever como os dados de entrada são preparados para tornar possível o cálculo do *gap* de otimalidade de cada um dos casos simulados.

Tanto para o limite superior quanto para o limite inferior, são sorteadas uniformemente taxas de crescimento da demanda no intervalo entre 3% e 5,5%. A cada ano do horizonte de estudo é aplicada a mesma taxa sobre a carga do ano anterior. Já para o PLD, o processo foi mais elaborado. O histórico dos preços dos quatro submercados entre setembro de 2000 e outubro de 2012 foi analisado para poder definir as faixas Baixo, Médio, Alto e Muito Alto, conforme ilustra a Figura 42 em que é possível observar as curvas de permanência dos preços.

Figura 42 – Histórico de PLDs entre set/2000 e out/2012.



Fonte: desenvolvido pelo autor.

Para o cenário Baixo, definiu-se o percentil até 75%. Entre 75% e 85%, foi definido o cenário Médio. Entre 85% e 95%, é alocado o cenário Alto e, por fim, o cenário Muito Alto foi definido a partir de 95% do tempo de análise. Os valores mínimo e máximo de cada cenário foram definidos a partir da média dos preços dos submercados em cada percentil, sendo os mesmos mostrados na Tabela 27. Ressalta-se que, ao valor mínimo do cenário Baixo, é atribuído o PLD mínimo definido para o ano 2012, isto é, R\$ 12,20 / MWh.

Tabela 27 – Definição dos cenários de PLD.

Cenário	PLD		Percentil
	Mínimo	Máximo	
Muito Alto	346,00	639,00	95% - 100%
Alto	145,00	346,00	85% - 95%
Médio	102,00	145,00	75% - 85%
Baixo	12,20	102,00	até 75%

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Se um caso em análise requerer menos de 4 cenários de PLD, primeiramente sorteiam-se aleatoriamente e com distribuição uniforme os cenários. Em seguida, são sorteados os preços anuais dentro de cada cenário sorteado anteriormente. No caso da árvore utilizada no cálculo do limite superior, a utilização dos quatro cenários de PLD faz com que seja necessário apenas o sorteio dos PLDs anuais. A Tabela 28 apresenta

o número de aberturas de demanda e PLD empregados na estimativa do limite superior e inferior.

Tabela 28 – Dados para o cálculo do *gap* de otimalidade.

Caso	Limite Superior		Limite Inferior	
	Árvore	Cenários	Árvore	Cenários
a1 b1 c1	5 demandas 4 PLDs	100.000	2 demandas 1 PLD	32
d1 e1 f1			3 demandas 1 PLD	243
g31			3 demandas 2 PLDs	7.776

Fonte: desenvolvido pelo autor.

No limite superior, todos os casos foram calculados com cinco aberturas de demanda e quatro de PLD, produzindo três milhões e duzentas mil possibilidades de cenários, equivalente a 20^5 . Destes, foram sorteados aleatoriamente, através de uma distribuição uniforme de probabilidade, cem cenários que foram utilizados efetivamente no cálculo do limite superior. O que torna um limite diferente do outro são os sorteios de demanda e PLD realizados para cada caso e também a solução das variáveis de primeiro estágio (no caso, Ano 1) de cada caso que entram definidas na resolução de cada um dos cem mil cenários. A estratégia de solução para estimar o limite superior consiste na resolução sequencial de um problema de programação linear para cada ano do horizonte, com exceção do primeiro ano ao qual foi considerada a solução obtida através do PH. A solução de um determinado ano é utilizada como dado de entrada para o ano seguinte e assim sucessivamente até o ano 6. Cada problema gera um valor de função objetivo que somados resulta no valor final da função objetivo de um entre os cem mil cenários sorteados.

O limite inferior considerou uma árvore variável para cada caso, tendo-se a intenção de que o número de cenários gerados fosse menor em relação ao número de cenários do caso de referência apresentado na Tabela 23. O valor da função objetivo do caso original foi utilizado para compor um valor do vetor v_N^j , com os demais sendo calculados a partir da nova árvore de demandas e PLDs.

Os resultados das simulações para a avaliação das políticas de solução estão apresentados na Tabela 29. É possível constatar que a razão entre o *gap* e o valor da função objetivo tende a diminuir na medida em que aumenta o número de cenários empregados para o cálculo da função objetivo.

Tabela 29 – Avaliação da qualidade das soluções.

Caso	Função Objetivo (fobj)	Limite Superior	Limite Inferior	Gap	Gap/fobj
a1	5.298,46	6.777,92	4.451,20	2.326,72	43,91%
b1	5.264,36	6.783,65	4.459,11	2.324,54	44,16%
c1	5.318,08	6.545,68	4.459,59	2.086,09	39,23%
d1	5.237,49	6.548,21	4.565,37	1.982,84	37,86%
e1	5.216,98	5.410,79	4.518,14	892,65	17,11%
f1	5.295,14	5.380,85	4.601,59	779,26	14,72%
g31	5.250,09	5.876,14	5.243,36	632,78	12,05%

Fonte: desenvolvido pelo autor.

É importante salientar que a razão entre o valor do *gap* e a função objetivo aponta qual solução tende a ser mais robusta e com qualidade superior em relação às demais. Quanto menor for esta razão, mais apropriada é a solução frente às variações dos dados de entrada. A avaliação das soluções tornou evidente que resultados de melhor qualidade foram obtidos através da árvore de cenários contendo três ramificações de demanda e três de PLD, ou seja, correspondendo ao Caso G31 cujo *gap* é de R\$ 632,78 e a razão entre o *gap* e a função objetivo de 12,05%. Assim, pode-se afirmar com 90% de confiança que o gap de otimalidade não é superior a R\$ 632,78.

6 CONCLUSÃO

A obrigatoriedade da contratação do mercado através de leilões regulados de energia elétrica fez com que as distribuidoras passassem a gerenciar uma atividade até então inexistente. Além de envolver montantes financeiros elevados, com valor presente que pode ultrapassar em muitas vezes o valor da empresa, o repasse dos custos às tarifas dos consumidores finais não é garantido, ficando condicionado às penalidades impostas pela regulação. A multa é certa no caso de subcontratação, já a sobrecontratação acima de 103% oferece chances remotas de ganhos. A faixa de contratação entre 100% e 103% em relação ao consumo verificado é a desejável, porém o repasse integral dos custos ocorre apenas se a distribuidora tiver respeitado os limites de compra nos leilões A-3 e A-1. Além disso, precisa também ter a previsão de recontratar os montantes de reposição da energia existente.

Na contratação de energia, vários pontos são analisados como o crescimento econômico, as migrações de consumidores entre os ambientes regulado e livre de contratação, a evolução dos preços no mercado de curto prazo e a regulação vigente. Porém, não é possível se chegar num consenso em todos eles. A regulação é a maior fonte de incertezas, não sendo problema apenas para uma distribuidora, mas atingindo todo o mercado de energia elétrica. Regras que estão vigentes atualmente estarão superadas no horizonte da decisão que está sendo tomada, porém ainda sem nova sinalização regulatória a respeito. Dois exemplos são a garantia física da usina de Itaipu a partir do ano de 2015 e a recontração da energia existente.

A energia elétrica não representa um insumo passível de oferecer ganhos econômicos às distribuidoras. Faz parte dos custos não gerenciáveis da Parcela A que são repassáveis aos consumidores. Por outro lado, os riscos de elevados prejuízos sempre existem, exigindo que o problema seja tratado de forma ampla através de modelos de otimização estocástica. Seguindo o raciocínio, surge um questionamento ainda sem resposta definitiva: por que os riscos de perdas são tão grandes se as chances de ganho são quase inexistentes? Além disso, percebe-se que a energia ofertada pelas distribuidoras muitas vezes torna-se fator diferenciado de competitividade entre áreas de concessão devido às estruturas diversas de contratos de compra de energia elétrica.

As formas de ajustes nos contratos de energia, proporcionadas pelo MCS D, poderiam evoluir em direção a maior flexibilidade. A modalidade denominada MCS D Trocas Livres poderia ocorrer todo mês e tendo seus efeitos apenas sobre o mês de execução ou o ano civil e não

sobre todo o horizonte dos contratos afetados. Além disso, os ajustes via MCS-D Trocas Livres poderiam utilizar não apenas os contratos de energia existente, mas também os contratos de energia nova.

A modelagem do problema de contratação optou por otimizar as ações da distribuidora a partir do início do horizonte de análise, isto é, não foram consideradas as decisões tomadas anteriormente à utilização do modelo de otimização. A energia já contratada foi segmentada em energia existente e nova para a introdução como dados de entrada do modelo.

Os resultados das simulações foram coerentes com o esperado. Inicialmente, a resolução através do ED assegurou que a solução apresentada pelo PH estava correta, já que os dois métodos apresentaram o mesmo valor de função objetivo. Assim, o PH pôde ser aplicado com segurança em simulações com árvores contendo mais ramificações em que a construção do ED torna-se inviável. Nestes casos, a qualidade da solução, ou seja, sua proximidade com o valor do ED será tanto maior conforme se diminui o valor do parâmetro ε .

A análise das saídas do modelo por meio de curvas de permanência mostrou-se adequada, pois forneceu uma ideia de probabilidade associada à ocorrência de determinado evento entre os vários cenários simulados.

Por fim, a avaliação da qualidade das soluções por meio do *gap* de otimalidade mostrou-se uma ferramenta com fundamentação matemática para afirmar que políticas de melhor qualidade podem ser obtidas na medida em que o *gap* diminui, indo além da simples comparação gráfica das soluções. É curioso destacar que a avaliação da qualidade das soluções, sobretudo a estimativa do limite inferior é mais custosa computacionalmente em comparação à simulação do PH em si.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para a realização de trabalhos futuros sobre o tema abordado nesta dissertação, destacam-se:

- a) Preços nos leilões como variáveis estocásticas: foram consideradas como variáveis estocásticas apenas a demanda e os preços no mercado de curto prazo. Porém, sabe-se que os preços resultantes nos leilões regulados para contratação de energia são decorrentes das ações dos próprios agentes nos leilões, constituindo-se em variáveis estocásticas passíveis de serem representadas por uma árvore de cenários;

- b) Modelos de previsão: no lugar da utilização de dados fictícios como informações de entrada do modelo, sugere-se a busca de dados reais junto a uma distribuidora de energia. Assim, as previsões de demanda e de preços no mercado de curto prazo poderiam ser geradas por modelos específicos;
- c) Metodologia de resolução: sugere-se a resolução do modelo por Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE e a comparação da solução e do desempenho computacional com o PH;
- d) Regulação: em função da Lei nº 12.783, sugere-se o estudo das mudanças introduzidas no modelo setorial, sobretudo nos ajustes da contratação proporcionados pelo MCSD, em virtude da energia existente passar a ser alocada às distribuidoras por meio de cotas;
- e) MCSD: as várias formas de MCSD sugerem um estudo à parte em que, cada uma delas pode ser modelada e simulada através de conceitos da Teoria dos Jogos, pois, em função da modalidade de MCSD, ele só ocorre com a participação de outra distribuidora;
- f) Horizonte de análise: a atual modelagem utilizou o horizonte de planejamento de 6 anos. Porém, sugere-se passar para 10 anos em busca de maior antecipação de questões envolvendo a compra de energia que possam estar sendo desconsideradas num horizonte menor de análise;
- g) Métricas de risco: sugere-se a inclusão na modelagem da métrica de risco VaR ou CVaR, tornando possível a proteção contra cenários que levem a distribuidora a penalizações.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Despacho nº 2.461, de 24 de outubro de 2006. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 31/out/2006. Seção 1, p. 317.

_____. Resolução Homologatória nº 477, de 12 de junho de 2007. Homologa o Valor Anual de Referência – VR para os anos de 2008 e 2009. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 05/jul/2007. Seção 1, p. 98.

_____. Despacho nº 3.354, de 10 de setembro de 2008. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 11/set/2008. Seção 1, p. 91.

_____. Despacho nº 371, de 17 de fevereiro de 2010. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 18/fev/2010. Seção 1, p. 50.

_____. Resolução Homologatória nº 1.396, de 11 de dezembro de 2012. Homologa os valores da Curva do Custo do Déficit de energia elétrica e os limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2013. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27/dez/2011. Seção 1, p. 230.

BAYRAKSAN, G.; MORTON, D. P. Assessing solution quality in stochastic programs. **Mathematical Programming**, Ser. B, 108: pp. 495-514, Apr. 2006.

BIKHCHANDANI, S.; HUANG, C. F. The economics of treasury securities markets. **The Journal of Economics Perspectives**, Pittsburgh, v. 7, nº 3, pp. 117-134, Jul. 1993.

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to stochastic programming**. 2nd Edition. New York: Springer, 2011.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado Federal, 1988, 58p.

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União (Edição Extra)**, Brasília, DF, 8/jul/1995. Seção 1, p. 1.

_____. Decreto Presidencial nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30/jul/2004. Seção 1, p. 1.

_____. Decreto Presidencial nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 17/jan/2008. Seção 1, p. 1.

_____. Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 12/set/2012a. Seção 1, p. 1.

_____. Decreto Presidencial nº 7.805, de 14 de setembro de 2012. Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 17/set/2012b. Seção 1, p. 2.

BRITO, J. S.; REGO, E. E.; BRITO, E. H.; KAWANA, S. A. **ITAIPU: perspectivas para o mercado brasileiro em 2010**. In: CONFERÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, 10, 2010, São Paulo.

CANAL ENERGIA. **Itaipu no mercado livre: agentes vêm necessidades de alterações significativas no marco legal**. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Busca.asp?id=7275> 7. Acesso em: 28 jul. 2009. 2009

CASTRO, R.; LYRA FILHO, C. Um método de suporte a decisões sobre investimento e comercialização de energia elétrica no Brasil. **Revista Controle & Automação**, São Paulo, v. 16, nº 4, pp. 478-494, Out./Nov./Dez. 2005.

CASTRO, M. A. L. **Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico**. 2004. 136p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília.

CCEE. **Preços Médios**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 20 out. 2012. 2012.

_____. **Detalhamento da sistemática: 2º leilão de energia de reserva (eólicas – 2009)**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 22 mar. 2010. 2009.

_____. **Info mercado**. Nº 65 – Janeiro/2013. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 07 jan. 2013. 2013.

CNPE. Resolução nº 3, de 3 de agosto de 2009. Cria grupo de trabalho denominado "GT Energia de Itaipu - GTEI", com o objetivo de avaliar os efeitos das mudanças na comercialização da energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu, previstas na "Declaração Conjunta dos Presidentes da República do Paraguai e da República Federativa do Brasil - Construindo Uma Nova Etapa na Relação Bilateral", firmada na cidade de Assunção em 25 de julho de 2009, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27/ago/2009. Seção 1, p. 42.

CORREIA, T. B.; MELO, E.; COSTA, A. M. Análise e avaliação teórica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes no Brasil. **Revista EconomiA**, Brasília (DF), v. 7, nº 3, pp. 509-529, Set./Dez. 2006.

DAMODARAN, A. **Gestão estratégica do risco: uma referência para a tomada de riscos empresariais**. 1ª ed. Porto Alegre: Bookman, 2009.

DE MATOS, V. L. **Um modelo para o planejamento anual da operação energética considerando técnicas avançadas de otimização estocástica**. 2012. 267p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina.

DEKRAJANGPETCH, S.; SHEBLÉ, G. B. Structures and formulations for electric power auctions. **Electric Power Systems Research**, Iowa, v. 54, nº 3, pp. 159-167, Jun. 2000.

DURÃES, M. S. D. **Teoria dos leilões**: abordagem comparativa com ênfase nos leilões de títulos do Tesouro no Brasil e em outros países. Brasília: ESAF, 1997. 40 p.

ETHIER, R.; ZIMMERMAN, R.; MOUNT, T.; SCHULZE, W.; THOMAS, R. A uniform price auction with locational price adjustments for competitive electricity markets. **Electrical Power and Energy Systems**, vol 21, pp. 103-110, 1999.

FABRA, N.; FEHR, N. H.; HARBORD, D. Modeling Electricity Auctions. **The Electricity Journal**, New York, v. 15, nº 7, pp. 72-81, Jun. 2002.

FELDMAN, R. A.; MEHRA, R. **Auctions: theory and possible applications to economies in transition**. Working Paper – International Monetary Fund. Washington, 1993.

GUEDES FILHO, E. M.; HOCHSTETLER, R. L. **Contribuição para a regulamentação dos leilões de energia**. Relatório Técnico – Tendências Consultoria Integrada. São Paulo, 2004.

FRIEDMAN, M. **A program for monetary stability**. NY: Fordham University Press, 1960.

GONÇALVES, R. E. C. **Desenvolvimento de modelos de programação estocástica aplicados à programação mensal da operação energética: uma análise comparativa de desempenho computacional**. 2011. 211p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina.

GUROBI. **The overall fastest and best supported solver available**. Disponível em: <http://www.gurobi.com>. Acesso em: 10 jul. 2012. 2012.

GUIMARÃES, A. R. **Estratégia de contratação das distribuidoras em leilões de energia sob incerteza na demanda**. 2006. 124p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.

HARRIS, A.; RAVIV, A. Allocation mechanisms and the design of auctions. **Econometrica**, Chicago, v. 49, nº 6, pp. 1477-1499, Nov. 1981.

HUDSON, R. **Analysis of uniform and discriminatory price auctions in restructured electricity markets**. Working Paper – Oak Ridge National Laboratory. Tennessee, 2000.

KLEMPERER, P. Auction theory: a guide to the literature. **Journal of Economic Surveys**, Oxford, v. 13, nº 3, pp. 227-286, Jul. 1999.

KRISHNA, V. **Auction theory**. 1st ed. Califórnia: Academic Press, 2002.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. 2^a ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

MACHADO, A. C. F. **Leilões realizados pela CCEE exigem constante evolução de metodologia e sistemas**. Canal Energia (www.canalenergia.com.br). Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2009.

MANKIW, N. G. **Introdução à economia**. 5^a ed. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

MAASLAND, E.; ONDERSTAL, S. Going, going, gone! A swift tour of auction theory and its applications. **De Economist**, Netherlands, v. 154, nº 2, pp. 197-249, Jun. 2006.

MASILI, G. S. **Metodologia e software para simulação de leilões de energia elétrica do mercado brasileiro**. 2004. 149p. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

MASKIN, E.; RILEY, J. Optimal auctions with risk averse buyers. **Econometrica**, Chicago, v. 52, nº 6, pp. 1473-1518, Nov. 1984.

MILGROM, P. R.; WEBER, R. J. A theory of auctions and competitive bidding. **Econometrica**, Chicago, v. 50, nº 5, pp. 1089-1122, Sep. 1982.

MME. Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19/nov/2004. Seção 1, p. 69.

_____. **Modelo institucional do setor elétrico**. Brasília, DF, 17/dez/2003.

_____. **Notícia.** Disponível em:

http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque_foto/destaque_0058.html. Acesso em: 03 fev. 2010. 2010.

_____. **Concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica: pergunta e respostas.** Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/mme/menu/concessoes.html>. Acesso em: 15 set. 2012. 2012.

_____. Portaria nº 455, de 02 de agosto de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 03/ago/2012. Seção 1, p. 60.

MOUNT, T. Market power and price volatility in restructured markets for electricity. **Decision Support Systems**, New York, v. 30, nº 3, pp. 311-325, Jan. 2001.

MRE. **Assessoria de imprensa do gabinete.** Disponível em:

http://www.mre.gov.br/portugues/imprensa/nota_detalhe3.asp?ID_REL EASE=6660. Acesso em: 24 fev. 2010. 2010.

MULVEY, J. M.; VLADIMIROU, H. Applying the progressive hedging algorithm to stochastic generalized networks. **Annals of Operations Research**, v. 31, pp. 399-424, 1991.

NOCEDAL, J.; WRIGHT, S. J. **Numerical optimization.** 2nd ed. New York: Springer, 1999.

OCAÑA, C.; HARITON, A. **Security of supply in electricity markets: evidence and policy issues.** 1st ed. Paris: OECD/IEA, 2002.

ONS – Operador Nacional do Sistema. **Histórico da Operação – Carga de Energia.** Disponível em:

http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia_out.aspx#. Acesso em: 10 dez. 2012. 2012.

PORRUA, F.; SCHUCH, G. B.; SILVEIRA, F. S. V. Leilões de energia elétrica: análise de casos práticos do setor elétrico brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 10, 2004, Gramado. **Anais.**

REYNOLDS, K. **Going, going, gone! A survey of auctions types.**

Disponível em: <http://www.agorics.com/Library/auctions.html>. Acesso em: 04 mar. 2004. 2001.

ROCKAFELLAR, R. T.; WETS, R. J-B. Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty. **Mathematics of Operations Research**, v. 16, pp. 119-147, 1991.

ROTHKOPF, M. H.; TEISBERG, T. J.; KAHN, E. P. Why are Vickrey auctions rare? **Journal of Political Economy**, Chicago, v. 98, nº 1, pp. 94-109, Feb. 1990.

SEN, S. **Stochastic programming**: computational issues and challenges. From Encyclopedia of OR/MS. SIE Department – University of Arizona, Tucson, 2005.

SHAPIRO, A.; PHILPOTT, A. **A tutorial on stochastic programming.** Disponível em: <http://stoprog.org/index.html>. Acesso em: 17 set. 2012. 2007.

SHEBLÉ, G. B. **Computational auction mechanisms for restructured power industry operation.** Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1999.

SILVA, A. J. **Leilões de certificados de energia elétrica: máximo excedente versus máxima quantidade negociada.** 2003. 127p. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SILVA, L. B. **Metodologia para otimização da contratação de uma distribuidora através de leilões de energia.** 2008. 174p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SUSTERAS, G. L. **Aplicação de algoritmos genéticos para previsão do comportamento das distribuidoras como apoio à estratégia de comercialização de energia de agentes geradores.** 2006. 101p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica de Universidade de São Paulo, São Paulo.

VICKREY, W. Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders. **Journal of Finance**, Chicago, v. 16, n° 1, pp. 8-37, Mar. 1961.

WALLACE, S. W.; HELGASON, T. Structural properties of the progressive hedging algorithm. **Annals of Operations Research**, v. 31, pp. 445-456, 1991.

WANG, Q.; LI, C.; WEN, F.; XU, N. Risk assessment and control for distribution companies in electricity market environment. **Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring Power Technologies**. Nanjing, China, pp. 335-339, Apr. 2008.

WOLFSTETTER, E. **Topics in microeconomics**: industrial organization, auctions, and incentives: 1st ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1999.

APÊNDICE A – Teoria de Leilões

Os leilões representam uma forma frequentemente utilizada para a compra e venda de uma grande variedade de bens. Frequentemente se ouvem notícias sobre a venda de obras de arte, antiguidades, artigos de pessoas famosas, animais e, até mesmo, objetos apreendidos. Um dos primeiros relatos de um leilão ocorreu no século V A.C. Tratava-se da venda de mulheres para serem esposas na Babilônia. Nos últimos anos do Império Romano, era comum o leilão de espólios. Na China, os pertences pessoais de monges falecidos eram vendidos por meio de leilão no século VII D.C. (MILGROM; WEBER, 1982).

Exemplos mais atuais podem ser verificados com os leilões de títulos do Tesouro Nacional para financiamento da dívida pública, promovidos pelo Banco Central. Leilões de moeda estrangeira, também realizados pelo Banco Central, possuem o objetivo de controlar sua cotação.

Voltando-se para o SEB, como um dos resultados do projeto RESEB, vinte e três empresas foram privatizadas através de leilões ocorridos nos anos 1997 e 2000, gerando resultados da ordem de 32,2 bilhões de dólares (LEITE, 2007). Ainda como consequência das reformas setoriais, leilões de concessões de energia envolvendo aproveitamentos hidrelétricos e linhas de transmissão passaram a ser utilizados. No período compreendido entre 1997 e 2002, foram licitadas 31 usinas. Entre 2000 e 2002, aproximadamente 7.800 Km de linhas de transmissão componentes da Rede Básica²³ foram licitadas, envolvendo 22 empreendimentos (LEITE, 2007). Nas licitações de geração, a ANEEL fixava o lance mínimo e a proposta vencedora era a ofertante do maior pagamento pela outorga da concessão. Já na transmissão, o vencedor era o ofertante da menor tarifa. Com a revisão institucional do setor a partir de 2003 os leilões continuaram sendo utilizados tanto para a contratação de energia quanto para a concessão de linhas de transmissão. Há a diferença de que neste novo arranjo os vencedores dos leilões são os ofertantes do menor valor por MWh, extinguindo-se o pagamento pela concessão de geração.

Para Klemperer (1999) a teoria de leilões é importante por três motivos: um grande número de transações econômicas é realizado através de leilões; representam ambientes econômicos simples e bem definidos, servindo de base para teste da teoria econômica como a teoria

²³ Circuito com tensão igual ou superior a 230 KV que interliga as principais fontes de geração aos principais pontos de consumo.

dos jogos com informação incompleta; e, por fim, a teoria de leilões contribui para o entendimento de outros métodos de formação de preço, sobretudo preços anunciados publicamente e negociações que envolvem a participação ativa do comprador e do vendedor na formação do preço. Segundo Krishna, *apud* Porrua, Schuch e Silveira (2004), a aplicação de leilões origina-se da incerteza que o vendedor possui em relação à avaliação do objeto por parte do comprador.

A utilização de leilões contempla os princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência, dispostos no Art. 37 da Constituição Federal. A regulamentação deste artigo ocorreu através da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, definindo normas para licitações a serem praticadas por empresas públicas ou de economia mista. A regulamentação do Art. 175 da Constituição originou a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Em seu Art. 14, fica explicitado que a concessão de serviço público ocorrerá através de licitação prévia.

Neste trabalho procura-se classificar os leilões através de características básicas para, posteriormente, analisar os tipos de leilões mais utilizados segundo esta classificação. Assim, adotou-se a classificação utilizada por Silva (2003) por acreditar ser a que propicia o melhor entendimento e também por englobar todos os tipos de leilões abordados. Assim, os leilões são classificados de três formas:

- Natureza: oferta, demanda ou duplo;
- Lances: fechado ou aberto;
- Preço de fechamento: uniforme ou discriminatório.

A alteração de uma ou mais características citadas gera um leilão completamente novo, induzindo nova estratégia de participação aos licitantes e, como consequência, produzindo resultados diferentes.

A.1 NATUREZA

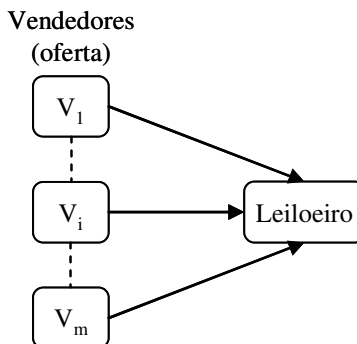
A natureza dos leilões está diretamente ligada aos papéis exercidos pelos compradores, vendedores e pelo leiloeiro.

A.1.1 Leilão de Oferta

No leilão de oferta, os lances são realizados pelos vendedores e o interesse do leiloeiro é comprar os bens pelo menor preço. Pode ser estabelecido um preço máximo, chamado de preço de reserva, acima do qual o leiloeiro não fará a aquisição dos bens. O vendedor que realizar o

menor lance vencerá o leilão. A Figura 43 apresenta o esquema de um leilão de oferta.

Figura 43 – Leilão de oferta.

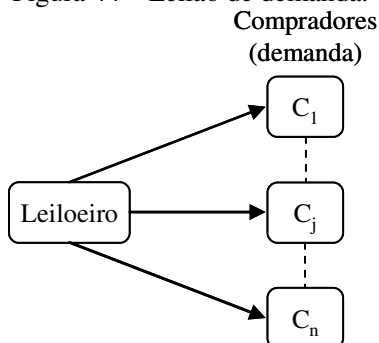


Fonte: desenvolvido pelo autor.

A.1.2 Leilão de Demanda

O leilão de demanda conta com lances realizados pelos compradores e o interesse do leiloeiro é vender os bens pelo maior preço possível. Neste caso, pode existir um preço mínimo, também chamado de preço de reserva, abaixo do qual os bens não serão vendidos. A Figura 44 representa como ocorre o leilão de demanda.

Figura 44 – Leilão de demanda.

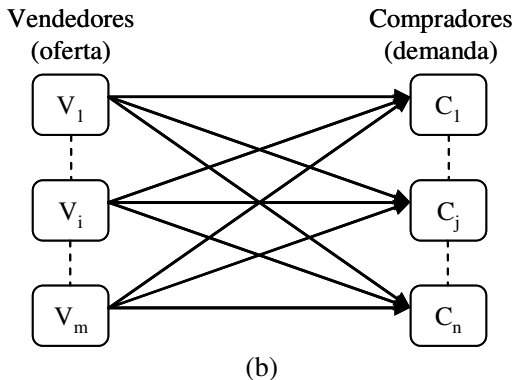
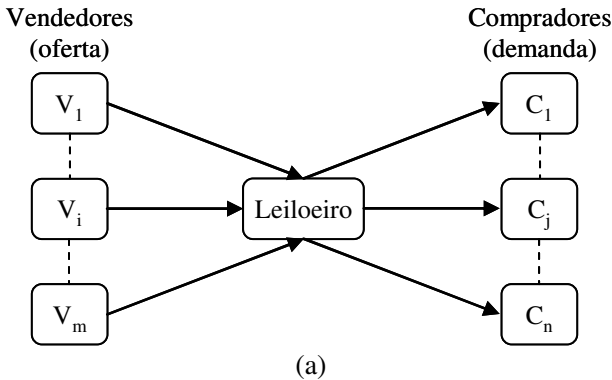


Fonte: desenvolvido pelo autor.

A.1.3 Leilão Duplo

No leilão duplo, os lances são realizados pelos compradores e vendedores simultaneamente, sendo eles de demanda e de oferta, respectivamente. O preço de liquidação pode estar entre o preço máximo e mínimo originados no leilão, não havendo a necessidade de fixação do preço de reserva. O leiloeiro trabalha como organizador do leilão no caso dos licitantes não serem identificados ou o leilão também pode ocorrer diretamente entre os participantes, sendo estes identificados. A Figura 45 apresenta um leilão duplo com licitantes não identificados e identificados.

Figura 45 – Leilão duplo com licitantes não identificados (a) e identificados (b).



Fonte: desenvolvido pelo autor.

A.2 FORMA DOS LANCES

Como o próprio nome expressa, a forma dos lances especifica de que forma os lances serão realizados.

A.2.1 Lances Abertos

Um leilão com lances abertos torna público, ou seja, conhecido aos demais participantes, os lances efetuados por cada licitante. Em decorrência, há uma interação entre os agentes. Cada um pode reagir aos lances dos demais participantes, através de novos lances, com o objetivo de se tornar vencedor do leilão. Este processo também é conhecido como descoberta de preços e faz com que o leilão de lances abertos também seja denominado de *multi-round auction*.

A eficiência de um leilão está ligada à capacidade do leilão em refletir o custo de oportunidade do ganhador em seu preço de fechamento. A utilização do leilão aberto será tanto mais vantajosa para o leiloeiro quanto maior for o nível de competição entre os participantes (SILVA, 2003). A grande assimetria de informação entre os participantes é vista pelo mesmo autor como uma dificuldade para o leilão com lances abertos, já que um participante pode ganhar um leilão de demanda com um lance muito abaixo do seu valor de oportunidade caso os demais participantes subestimarem o valor do bem. Já Guedes Filho e Hochstetler (2004) consideram que a forte assimetria de informações ou elevada incerteza quanto ao verdadeiro valor dos objetos são situações propícias para a descoberta de preços através de lances abertos. Os autores afirmam também que a presença de valor comum²⁴ nos objetos leiloados torna o leilão de lances abertos o modelo mais apropriado.

Silva (2003) ainda destaca que a assimetria de poder entre os participantes pode, no leilão aberto, incentivar um licitante estratégico a desenvolver sua estratégia com o objetivo de inibir os demais. Sugere também que a iniciativa pode ser coibida através de regras para incremento máximo a cada lance.

Os leilões de oferta, de demanda ou duplo, apresentados respectivamente nas figuras 43 a 45 podem contemplar a utilização de lances abertos em sua estruturação. A competição acontece entre os participantes que dão a denominação ao leilão. No leilão de oferta, os

²⁴ O valor comum ocorre quando o valor do objeto é igual para todos. Suposição adequada quando a compra tem a intenção de revenda.

compradores determinam antecipadamente a quantidade a ser comprada e o preço máximo para cada objeto. Os possíveis vendedores competem entre si visando vender seus produtos de forma a atender à demanda. Raciocínio equivalente pode ser aplicado ao leilão de demanda e ao leilão duplo.

A.2.2 Lances Fechados

Nos leilões onde os lances são fechados, os licitantes submetem as suas propostas simultaneamente ao leiloeiro através de envelopes fechados. Na prática, isso quer dizer que o lance é secreto, podendo, entre outras formas, ser realizado através de ambiente computacional. Não há a possibilidade de descoberta de preço já que o leilão ocorre em apenas uma rodada, sendo conhecido também como *one shot auction*. Cada licitante toma conhecimento dos lances dos demais licitantes apenas quando o leilão se encerra e os lances são revelados. Disto decorre que a melhor avaliação para formular o lance vem da consideração do valor de oportunidade de cada licitante (SILVA, 2003).

Uma das vantagens deste formato de leilão é a simplicidade e, não havendo necessidade de realização de múltiplas rodadas os custos de transação diminuem, bem como também se evita o detalhamento de um conjunto de regras e procedimentos.

Guedes Filho e Hochstetler (2004) identificam que a aplicação de lances fechados é indicada quando a valoração do bem em leilão depende unicamente do valor privado²⁵ atribuído ao objeto por cada participante.

Silva (2003) também apresenta uma possível desvantagem dos lances fechados quando o leilão é repetido inúmeras vezes. Um participante pode avaliar as chances de ganho de seus concorrentes considerando seu próprio lance, servindo de incentivo para que este participante maximize seu benefício valorando seu lance em função dos concorrentes.

A.3 PREÇO DE FECHAMENTO

Ao término do leilão, o preço de fechamento informa a cada participante quanto cada um pagará ou receberá pelas mercadorias

²⁵ Valor privado é a utilidade que o objeto representa para cada licitante independentemente da avaliação e valoração dos demais. Situação propícia ocorre quando a compra não se destina à revenda.

compradas ou vendidas. O preço de reserva deve ser considerado na determinação do preço de fechamento. Os preços de reserva são especificados pelos compradores somente quando os vendedores fazem lances, sendo especificados pelos vendedores no caso dos compradores fazerem lances (DEKRAJANGPETCH; SHEBLÉ, 2000).

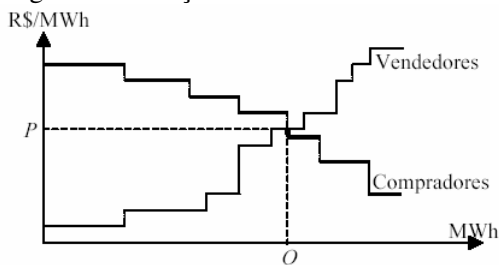
A.3.1 Preço Uniforme

Como o próprio nome informa, o leilão com preço uniforme é aquele em que todos os licitantes são remunerados através do mesmo preço. Este também é chamado de preço de equilíbrio de mercado, ocorrendo no ponto em que a quantidade ofertada e a demandada se igualam.

A Figura 46 apresenta um leilão de energia elétrica com preço uniforme. Os lances dos compradores e dos vendedores estão dispostos em ordem decrescente e crescente de preço, respectivamente. O preço P se configura no preço de fechamento do leilão, ou seja, o preço de equilíbrio. A quantidade Q indica o total de energia negociada. Os compradores e vendedores que realizam negócio são apenas os que se localizam à esquerda do ponto (Q, P) .

O preço de equilíbrio também pode ser definido pela quantidade mais cara vendida. Outra definição válida é a de que o preço de fechamento pode ser determinado a partir do menor lance de preço dos compradores e do maior lance de preço dos vendedores que realizam negócio no leilão.

Figura 46 – Preço de fechamento uniforme.



Fonte: SILVA, 2003, p. 28.

A classificação de preço uniforme pode se subdividir ainda em primeiro preço e segundo preço. No leilão de primeiro preço, o vencedor do leilão efetua negócio ao seu preço ofertado. Já no leilão de segundo

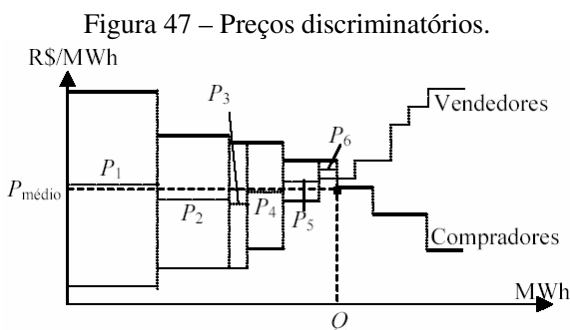
preço, o negócio ocorre pela oferta de preço do segundo melhor lance e não sob o lance do próprio vencedor.

Friedman, *apud* Silva (2003), indica que preços uniformes são voltados para segmentos em que não há poder de mercado, o leilão é de um único item, entre outros fatores. Guedes Filho e Hochstetler (2004) complementam a conclusão de Friedman ao citarem que na Inglaterra e País de Gales esta modalidade de preço deu lugar ao leilão com preços discriminatórios no mercado à vista de energia elétrica devido à constatação de conluio entre os geradores.

A.3.2 Preço Discriminatório

Os preços discriminatórios são aplicados a cada uma das negociações realizadas no leilão. Ao invés de cada participante pagar um preço único, conforme ocorre no leilão de preço uniforme, o preço é definido entre o intervalo dos lances de cada par vendedor-comprador. Esta modalidade de leilão também é conhecida como *pay-as-bid*.

A Figura 47, apresentada por Silva (2003), adota como preço de fechamento o preço médio entre os lances dos compradores e vendedores. Os excedentes financeiros gerados são divididos igualmente entre os licitantes. O autor ainda cita que podem existir dois preços de fechamento, caso cada participante pague seu lance ofertado. Consequentemente, os excedentes gerados não beneficiariam nem compradores e nem vendedores, podendo ser canalizados para um fundo de desenvolvimento do setor ou para cobertura de despesas do leilão.



Fonte: SILVA, 2003, p. 31.

Fabra, Fehr e Harbord (2002) complementam a citação de Guedes Filho e Hochstetler (2004) sobre as mudanças adotadas nos mercados de

energia elétrica da Inglaterra e País de Gales afirmando que a adoção de preços discriminatórios tende a reduzir substancialmente os preços da energia elétrica no atacado.

A.4 LEILÕES TÍPICOS

A definição de regras sobre as formas citadas anteriormente para classificar os leilões pode originar diferentes formatos dos mesmos, influenciando o comportamento dos participantes e, conseqüentemente, os resultados esperados de cada processo.

A literatura sobre Teoria dos Leilões define quatro tipos básicos de leilões que vêm sendo utilizados na comercialização de uma infinidade de bens, são eles:

- Leilão Inglês;
- Leilão Holandês;
- Leilão Discriminatório;
- Leilão de Vickrey.

O Quadro 1 apresenta a natureza de cada leilão, a forma dos lances e o preço de fechamento empregado.

Quadro 1 – Classificação dos leilões típicos.

	Natureza			Lances		Preço de Fechamento		
	Oferta	Demanda	Duplo	Aberto	Fechado	Uniforme 1º Preço	Uniforme 2º Preço	Discriminatório
Leilão Inglês		x		x		x		
Leilão Holandês	x			x				x
Leilão Discriminatório		x			x	x		
Leilão de Vickrey		x			x		x	

Fonte: desenvolvido pelo autor.

A.4.1 Leilão Inglês

Consiste num leilão de preços ascendentes utilizado normalmente para a venda de bens. Se os preços forem descendentes, o leilão também

pode ser denominado de leilão inglês invertido (GUEDES FILHO; HOCHSTETLER, 2004).

É o leilão mais comumente difundido e utilizado para a venda de obras de arte, antiguidades, entre outros objetos. Também é um tipo de leilão muito utilizado quando existe o caráter beneficente envolvendo os resultados da comercialização dos bens. A competição entre os licitantes pela posse dos bens evidencia uma característica importante deste tipo de leilão que é a descoberta de preço. Proporcionada pelo conhecimento de todos de qual é o lance do momento, possibilita a reavaliação das propostas até o arremate do item pelo maior valor possível.

Durães (1997) define que a operacionalização do leilão inglês pode ocorrer para um único item sendo leilado ou para unidades múltiplas. No primeiro caso, um preço de reserva deve ser estabelecido. No caso de vários itens sendo vendidos, a cada preço as unidades demandadas são reunidas e comparadas à quantidade total em leilão. Novas rodadas de lances vão sendo solicitadas até que a quantidade demandada decresça e se iguale ao montante ofertado.

Ethier, *apud* Silva (2003), afirma que altos custos de transação estão associados ao leilão inglês devido à natureza de tempo real do leilão. É necessário reunir todos os licitantes e o leiloeiro em um mesmo local (físico ou virtual) e dispor de toda a infraestrutura necessária.

Por outro lado, uma vantagem do leilão inglês é possibilitar a participação de licitantes sem a necessidade de elaborarem complexas considerações sobre suas estratégias de atuação (WOLFSTETTER, 1999).

A.4.2 Leilão Holandês

É muito conhecido por ser utilizado na venda de flores. Contrário ao leilão inglês, o leilão holandês possui a sistemática de preços descendentes. O leiloeiro estabelece, no início do leilão, um preço muito alto e vai reduzindo-o até que todos os itens colocados à venda possuam compradores. Os preços discriminatórios se originam a cada rodada em que compradores e vendedores negociam ao preço corrente. Caso o leilão holandês se efetue com preços ascendentes ela passa a ser chamado de leilão holandês invertido (GUEDES FILHO; HOCHSTETLER, 2004).

No leilão de vários itens, o número de potenciais compradores de cada mercadoria ao último preço vigente vai crescendo à medida que o preço é reduzido (DURÃES, 1997).

Wolfstetter (1999) define que licitantes avessos ao risco mudam suas estratégias, gerando mudanças nos resultados do leilão, quando participam do leilão holandês. Os participantes normalmente fazem lances abaixo de suas avaliações. A aversão ao risco torna menos atraente a prática de subestimar as propostas porque o incremento marginal na riqueza associado à vitória no leilão através de um lance ligeiramente reduzido pesa menos do que a possível perda por não ganhar o leilão devido a tal lance.

Para Sheblé, *apud* Masili (2004), um lance que maximiza a probabilidade de sucesso no leilão holandês é aquele que equivale ao valor de oportunidade do licitante. No caso, seu benefício é nulo já que o valor de oportunidade iguala o preço de fechamento.

A.4.3 Leilão Discriminatório

O leilão discriminatório também é conhecido por leilão de primeiro preço (SILVA, 2003 e WOLFSTETTER, 1999). Durães (1997) utiliza a definição de primeiro preço quando um único item é posto à venda. Para a comercialização de unidades múltiplas de um bem homogêneo a mesma autora aplica o termo leilão discriminatório.

Quando um único bem estiver sendo leilado o ganhador é quem ofertar o maior lance, da mesma forma como ocorre no leilão inglês. No caso de múltiplos itens, as propostas de preço são agrupadas em ordem decrescente e a alocação das unidades vendidas segue a mesma ordem.

Esta modalidade de leilão pôde ser aplicada em diversos casos, entre eles, privatizações de bancos e empresas de telefonia e de energia (SILVA, 2003).

Durães (1997) assinala que o leilão discriminatório se assemelha à discriminação de preços que pode ocorrer num monopólio, já que distintos preços e diferentes rentabilidades são aceitos nos leilões. Wolfstetter (1999) complementa a argumentação afirmando que a discriminação de preços nasce da disposição a pagar por parte dos compradores e não simplesmente do custo dos bens ou serviços, ou seja, a mesma mercadoria está sendo vendida por diferentes preços a diferentes consumidores.

A.4.4 Leilão de Vickrey

O leilão fechado de segundo preço foi proposto por Vickrey (1961) ao estudar um mecanismo que pudesse garantir, através de uma agência de mercado, condições marginais para a alocação eficiente de

recursos. Vickrey percebeu que seu mecanismo não seria eficaz sem a existência de um fundo de recursos públicos capaz de equalizar os recebimentos dos vendedores com os pagamentos dos compradores.

A intersecção das curvas agregadas de oferta e demanda determina o preço de equilíbrio. Porém, o montante a ser pago a um determinado vendedor por suas unidades fornecidas advém de um preço de equilíbrio que seria gerado caso este vendedor não estivesse presente no mercado, ou seja, um preço maior. Análise equivalente realizada para a demanda mostra que o montante pago por cada comprador é valorado por preços menores que o preço de equilíbrio.

Vickrey ainda assinalou que a utilização do fundo para equilibrar pagamentos e recebimentos seria um incentivo para grandes empresas exercerem poder de mercado; pequenas empresas se fundirem visando tratamento mais favorável; e, que todas as modificações para diminuir o custo das transações influenciariam no preço de equilíbrio ou seriam um incentivo para vendedores e compradores manipularem suas disponibilidades e necessidades, respectivamente. Concluindo, o autor aponta que seu mecanismo proposto possui pouca probabilidade de ser implementado e que leilões configuram uma forma de evidenciar benefícios mais perceptíveis na prática.

O pagamento do segundo preço ao invés do preço mais alto é a forma de explicitar a externalidade²⁶ que o vencedor causa aos demais participantes ao valorar o bem através de sua avaliação mais justa.

O leilão de Vickrey ou leilão de segundo preço premia o licitante que ofertar o maior lance pelo objeto sendo vendido, porém a transação é liquidada através do segundo lance mais alto ocorrido no leilão.

Embora o leilão de Vickrey seja muito recomendado pelos economistas, seu uso tem sido raramente aplicado na prática para casos de leilão de várias unidades (FABRA; FEHR; HARBORD, 2002). Caso em que a eficiência econômica e a formulação de lances pelo valor de oportunidade não se verificam.

Leilões de segundo preço podem ser manipulados facilmente através de lances fantasmas próximos ao maior lance dado, sugerindo que este tipo de leilão não deve ser adotado se o vendedor pretende auferir altos lucros (WOLFSTETTER, 1999).

Rothkopf, Teisberg e Kahn (1990) analisam que, apesar do leilão de Vickrey agregar propriedades importantes, seu uso é raro. Assim, apontam sete justificativas das quais apenas duas delas são sustentadas

²⁶ É o impacto das ações de alguém no bem-estar de um espectador (MANKIW, 1999).

como motivos relevantes para resistência ao uso do leilão de Vickrey. A primeira relaciona-se à resistência dos licitantes na adoção de estratégias de lances que revelem seus custos reais. Os leilões não são eventos completamente isolados e a revelação dos custos reais do ganhador tornaria este vulnerável em negociações posteriores visando à consecução de um determinado fim (negociação de financiamento, licenças governamentais, estabelecimento de contratos com fornecedor de equipamentos, entre outros). A segunda justificativa está ligada à trapaça ou à ameaça dela na escolha do formato do leilão. Em leilões orais, cada participante tem a chance de observar o andamento do leilão e desistir de continuar se suspeitar da existência de trapaça por parte dos demais. Já no leilão de Vickrey esta proteção não existe.

A.5 TEOREMA DA EQUIVALÊNCIA DA RECEITA

Além de propor o leilão fechado de segundo preço, Vickrey (1961) também identificou condições sob as quais os quatro tipos de leilões descritos anteriormente produzem a mesma receita para os vendedores. Identificado na literatura sobre leilões normalmente como *Teorema da Equivalência da Receita*, assume as seguintes hipóteses:

- Único bem indivisível é colocado à venda;
- Licitantes simétricos (homogêneos) dispondo das mesmas informações;
- Agentes neutros em relação ao risco;
- Avaliações privadas do bem, por parte dos compradores, são variáveis aleatórias independentes, identicamente distribuídas (originadas da mesma distribuição de probabilidade) e contínuas (WOLFSTETTER, 1999).

De forma ótima e baseando-se neste teorema, o formato do leilão é irrelevante já que as receitas serão, em média, as mesmas.

Sob as hipóteses para a verificação do teorema da equivalência da receita, o leilão holandês é equivalente ao leilão discriminatório, enquanto que o leilão inglês é equivalente ao leilão de Vickrey (MILGROM; WEBER, 1982 e WOLFSTETTER, 1999). Se no leilão holandês o licitante vencedor é quem requisita o bem à medida que o preço diminui, ele o faz quando este se encontra em seu nível mais alto até aquele momento. O vencedor e o preço são determinados de maneira semelhante no leilão discriminatório. No leilão inglês e no leilão de Vickrey, a equivalência advém dos lances baseados unicamente no valor

de oportunidade dos licitantes. Reforçando a hipótese do valor privado, os participantes não modificarão seus lances em função da observação de seus rivais, no caso do leilão inglês.

É considerado o teorema mais importante da teoria de leilões e possibilita estabelecer uma classificação de seus vários tipos, segundo a receita gerada, quando uma ou mais considerações para o surgimento da receita equivalente não for verificada (KLEMPERER, 1999).

Quando a hipótese do valor privado do bem dá lugar à consideração de valor comum, o leilão holandês continua sendo equivalente ao leilão discriminatório, porém o leilão inglês deixa de ser equivalente ao leilão de Vickrey (MILGROM; WEBER, 1982). Os autores afirmam que o leilão inglês possibilita aos licitantes reverem seus lances com base nos lances de seus concorrentes, levando-os a fazer ofertas mais agressivas e elevando o preço de fechamento. Outra observação é que o leilão de Vickrey gera um preço médio maior em comparação ao leilão discriminatório.

A introdução do valor comum ao bem em leilão gera dependência estatística entre as estimativas de avaliação dos licitantes. Neste contexto, Milgrom e Weber (1982) classificam os quatro leilões típicos em ordem decrescente dos preços possíveis de serem gerados da seguinte forma:

- 1º lugar: leilão inglês;
- 2º lugar: leilão de Vickrey;
- 3º lugar: leilão holandês e discriminatório.

O leilão holandês e o discriminatório apresentam preços iguais devido a sua equivalência estratégica.

Na tentativa de aproximar o modelo a condições passíveis de se verificarem, a hipótese de agentes neutros ao risco será substituída pela consideração de agentes avessos ao risco. Assim, Wolfstetter (1999) demonstra que vendedores preferem de forma unânime os leilões classificados conforme abaixo:

- 1º lugar: leilão holandês;
- 2º lugar: leilão inglês;
- 3º lugar: leilão discriminatório;
- 4º lugar: leilão de Vickrey.

O autor justifica que o leilão holandês possui preço de fechamento superior em relação ao leilão inglês, este possuindo como

vantagem a simplicidade estratégica. Porém, se o leilão inglês não puder ser implementado devido ao seu alto custo de transação, o vendedor deve privilegiar o leilão discriminatório, já que o leilão de Vickrey é facilmente suscetível à manipulação.

Milgrom e Weber (1982) afirmam que a aversão ao risco tende a elevar o preço de venda esperado. Uma explicação possível está relacionada à possível perda do objeto leiloadado, fazendo os licitantes ofertar propostas mais agressivas. O vendedor irá preferir estritamente o leilão holandês ou leilão discriminatório ao leilão inglês ou o leilão de Vickrey.

Considerando o valor privado do bem, a ordem de classificação dos leilões segundo o preço gerado é a seguinte:

- 1º lugar: leilão holandês e discriminatório;
- 2º lugar: leilão inglês e leilão de Vickrey.

Na consideração de valor comum, o preço esperado no leilão inglês é superior ao do leilão de Vickrey e igual entre o leilão holandês e o discriminatório. Porém, não é possível estabelecer uma comparação qualitativa clara entre o leilão discriminatório e o leilão de Vickrey. Observação semelhante é realizada por Reynolds (2001).

Harris e Raviv (1981) consideram o leilão holandês e o leilão de Vickrey como mecanismos para alocação de bens. Na presença de licitantes avessos ao risco, o leilão holandês gera uma receita esperada maior do que a gerada pelo leilão de Vickrey. A partir de seus resultados, concluem que, no caso de compradores avessos ao risco, o leilão holandês maximiza a receita esperada pelo vendedor.

Maskin e Riley (1984) desenvolvem um modelo para comparar o leilão discriminatório (denominado por *high bid auction*) e o leilão inglês. Quando os compradores são avessos ao risco, o leilão discriminatório gera uma receita esperada maior para o vendedor do que o leilão inglês. Os autores ainda afirmam que vendedores avessos ao risco preferem o leilão discriminatório.

Maasland e Onderstal (2006) relaxam cada uma das condições do teorema da equivalência da receita para classificar o leilão de Vickrey (*second-price auction*) e o leilão discriminatório (*first-price auction*) segundo a receita esperada para o vendedor. Concluem que o leilão de Vickrey gera receita menor em relação ao leilão discriminatório, no caso de licitantes avessos ao risco.

É importante ressaltar que os autores citados acima analisam apenas dois tipos de leilões devido à equivalência existente entre o leilão

de Vickrey e o leilão inglês e entre o leilão holandês e o leilão discriminatório.

A receita ou o preço esperado para a venda do objeto é um parâmetro importante, sobretudo, para os vendedores. A comparação dos diferentes formatos de leilões pode também ser realizada pelo ponto de vista da eficiência alocativa²⁷. Enquanto a receita é um indicador importante para os vendedores, a eficiência alocativa é o ponto de destaque para a sociedade. Assim, a classificação dos leilões em ordem decrescente de eficiência é (MASILI, 2004):

- 1º lugar: leilão inglês e leilão de Vickrey;
- 2º lugar: leilão discriminatório;
- 3º lugar: leilão holandês.

Dos quatro formatos de leilões, o leilão inglês e o leilão de Vickrey se configuram em mecanismos de alocação eficiente no caso de avaliações privadas do bem. Nestes, a estratégia dominante é propor lances iguais ao valor de oportunidade. Já no leilão discriminatório e no leilão holandês, a estratégia ótima não está baseada neste mesmo princípio, levando os licitantes a manipularem seus lances, resultando em alocação menos eficiente.

No contexto de leilões de valor comum, o alcance da eficiência requer que todos os licitantes formulem suas estratégias a partir de informações com a mesma distribuição. Porém, a assimetria informacional será tanto maior quanto maiores forem as informações privadas de posse dos licitantes, não garantindo alocação ótima em nenhum dos formatos de leilões (FELDMAN; MEHRA, 1993). Os autores apontam que, no contexto de privatizações, o leilão a ser escolhido para o alcance da eficiência seria o leilão inglês, com o leilão de Vickrey estando em segundo lugar.

A.6 ANOMALIAS DOS LEILÕES

As anomalias dos leilões podem ser definidas como formas de manipulação dos resultados por parte dos licitantes. Por outro lado, os

²⁷ A eficiência alocativa busca proporcionar a posse do objeto pelo comprador/vendedor com maior/menor valor de oportunidade para o bem após o leilão (MASILI, 2004). Leilões eficientes asseguram que os recursos revertam aos licitantes que mais os valorizam e que os vendedores alcancem o valor máximo pelos seus ativos (FELDMAN; MEHRA, 1993).

participantes podem sofrer involuntariamente os efeitos negativos das anomalias devido à avaliação equivocada do valor do bem em leilão. Dentre as anomalias mais comuns estão a praga do vencedor, também chamada de maldição do ganhador, e o conluio.

A praga do vencedor é gerada a partir de avaliações superestimadas do bem leiloadado, proporcionando a vitória ao licitante com a maior valorização do item, porém com ganhos diminuídos ou até mesmo prejuízo após o leilão. Milgrom e Weber (1982) também classificam os leilões segundo a capacidade de minimizar os efeitos da praga do vencedor. Em primeiro lugar está o leilão inglês, seguido pelo leilão de Vickrey e, empatados está o leilão holandês e o discriminatório. A disseminação de informações, proporcionada pelo leilão inglês, é o fator responsável para a minimização da praga do vencedor. Por outro lado, leilões fechados ou com vários preços de fechamento reforçam esta anomalia. A praga do vencedor também é reforçada conforme o número de licitantes aumenta, já que uma quantidade maior de concorrentes aumenta a probabilidade da existência de um comprador com avaliações maiores do bem, fazendo o lance vencedor se desviar do consenso do mercado (FELDMAN; MEHRA, 1993 e DURÃES, 1997).

O conluio faz parte das anomalias em que os licitantes buscam manipular os resultados dos leilões. Mankiw (1999) o define como um acordo entre firmas de um mercado sobre quantidades a produzir ou preços a praticar. Conforme Durães (1997), as firmas em conluio devem decidir sobre a estratégia maximizante de lucros segundo os custos e retornos esperados.

Feldman e Mehra (1993) afirmam que todos os tipos de leilões são suscetíveis ao conluio por parte de seus participantes, porém com maior vulnerabilidade no leilão inglês e menor no leilão holandês. O leilão de Vickrey e o discriminatório aparecem em segundo e terceiro lugar, respectivamente. Os autores concluem que, no leilão inglês, é possível formar e manter com facilidade subgrupos de licitantes (*ring*) com a intenção de diminuir o valor do lance vencedor. Neste caso, o conluio tende a diminuir com o aumento do número de licitantes, já que o sucesso do *ring* está em abranger uma proporção significativa do total de participantes, tornando-se mais difícil quando os licitantes são numerosos. O bom desempenho do leilão holandês em relação ao conluio está ligado às dificuldades de sustentar o *ring*. Um licitante que fizer seu lance de forma mais agressiva do que a acordada ganha o leilão antes que os demais possam reagir.

Qualquer formato de leilão está sujeito à manipulação por parte dos licitantes. Porém, nem todo conluio é ruim para o vendedor. Licitantes que, antes do leilão, compartilham suas informações privadas tendem a diminuir a praga do vencedor e a elevar sua receita (BIKHCHANDANI; HUANG, 1993). Por fim, os autores argumentam que nem todas as violações das regras são detectadas. Assim, um critério importante para a escolha do formato do leilão seria reduzir a vulnerabilidade do mesmo ao abuso das regras.

A.7 PREÇO UNIFORME *VERSUS* PREÇOS DISCRIMINATÓRIOS

A decisão por preços uniformes ou discriminatórios é um tema frequentemente discutido na teoria de leilões. Conforme descrito por Silva (2003), o preço uniforme é determinado através do último comprador que fizer negócio, estando estes ordenados em ordem decrescente de preço. O autor afirma ainda que os preços discriminatórios podem ser determinados pela média entre os lances de preços de cada par vendedor comprador (preço único) ou pode-se adotar a regra de que cada licitante paga ou recebe o seu próprio lance (*pay as bid*).

A existência de poder de mercado nos leilões de preço uniforme produz lucros elevados aos vendedores, onerando demasiadamente os consumidores. Além disso, os geradores são incentivados à prática de manipulação através da retenção de capacidade para forçar a subida dos preços e, conseqüentemente, dos lucros (HUDSON, 2000). O autor aponta três vantagens dos leilões de preços discriminatórios: diminuem o poder de mercado; fornecem uma maior visibilidade às tentativas de uso de precificação estratégica, ou seja, distante do valor de oportunidade dos agentes; e, favorecem a confiabilidade do sistema, já que reduz os casos de retenção estratégica de capacidade.

Fabra, Fehr e Harbord (2002) não afirmam com tanta certeza que os leilões *pay as bid* são mais vantajosos sobre os leilões com preço uniforme. Citam ainda que nenhuma teoria ou evidência empírica concluem que leilões desse tipo possuem melhor desempenho do que leilões uniformes em mercados como o de energia elétrica. A escolha por um ou outro deve ser vista como uma questão empírica que deve considerar a natureza da demanda, a estrutura do mercado e as eficiências relativas das empresas de energia. Os autores identificam três características fundamentais para qualquer análise de leilões: limitação do número de lances dos vendedores; diferenciação da duração dos lances, podendo permanecer constante por um período em que a

demanda varia (*long-lived bids*) ou ser válido para um período de mercado em que a demanda permanece constante (*short-lived bids*); e, por fim, os vendedores em mercados de energia operam sob restrições de capacidade de transmissão (*binding capacity constraints*). A conclusão é a de que trabalhos teóricos e experimentos têm revelado a inexistência de razões fortes para preferir preços discriminatórios no lugar do preço uniforme e que a modelagem exerce papel importante nas conclusões dos estudos.

Um estudo realizado por Mount (2001) mostra que a formação do preço no mercado de curto prazo pode ser melhorada com a adoção de leilões *pay as bid* no lugar de leilões com preço uniforme. Uma desvantagem apontada deste tipo de leilão é incentivar os geradores a ofertarem curvas de produção praticamente inelásticas, refletindo o poder de mercado na busca por maximizar seus ganhos. Consequentemente, os erros de previsão da carga total do sistema serão amplificados e gerarão preços altos e mais voláteis. O autor conclui que as curvas de oferta terão tipicamente maior elasticidade-preço quando se utiliza o leilão *pay as bid*. Assim, a volatilidade será menor e picos inesperados de preços podem ser aliviados.

A.8 LEILÕES NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A experiência brasileira com leilões de energia elétrica teve início com o racionamento, ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. À época o Mercado Atacadista de Energia – MAE realizou neste período leilões de Certificados de Direito de Uso de Redução de Meta de Racionamento visando que consumidores em alta tensão trocassem entre si suas cotas de metas de racionamento. Os agentes vendedores e compradores realizavam lances de quantidade (MWh) e preço (R\$/MWh), caracterizando-os como leilões duplos. Os lances eram fechados, submetidos através da internet, e o preço de fechamento era uniforme. A análise de Silva (2003) concluiu que a adoção de preço discriminatório único por negociação, no lugar do preço uniforme, possibilitaria maior quantidade negociada, maior volume de negócios e preços menores.

Conforme comentado no início do apêndice, os leilões de empreendimentos de geração tiveram dois momentos distintos. Entre 1997 e 2002, o preço de reserva era estipulado pela ANEEL e o ganhador da concessão era o ofertante do maior pagamento. Caracterizavam-se como leilões abertos, ascendentes e de primeiro preço. No período citado, foram licitados 12.307 MW, tendo grandes

consumidores industriais a participação em 42% da capacidade total contratada, visando a autossuficiência em energia (Leite, 2007). Com o surgimento do modelo vigente no SEB, a partir de 2004, as concessões de geração passaram a ser leiloadas pelo critério do menor valor pago por MWh.

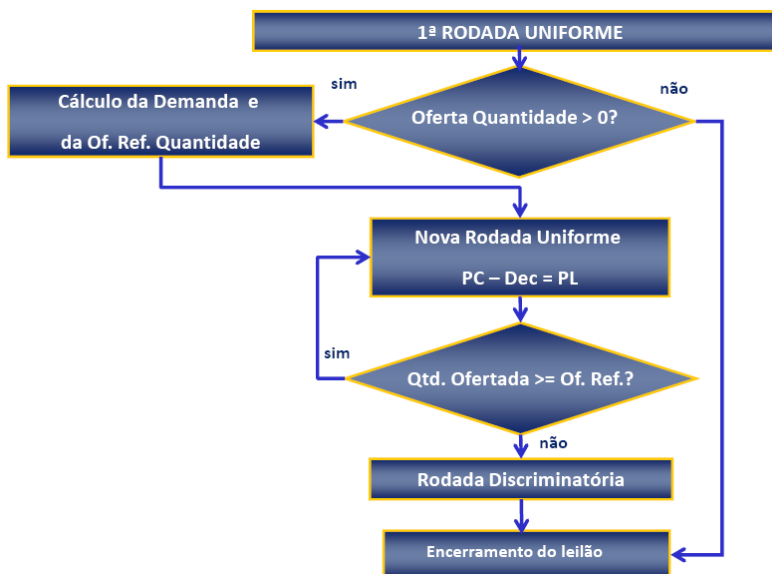
Esta modalidade de leilão é utilizada pela CCEE para a venda de energia elétrica no ACR às distribuidoras. Trata-se de um formato híbrido de leilão, caracterizando-se como um leilão de oferta com lances fechados e ocorrendo em duas fases distintas, uma uniforme e outra discriminatória. Na fase uniforme, os potenciais vendedores submetem lances de quantidade de energia ao preço de lance vigente (PL), definido automaticamente pelo sistema computacional que operacionaliza o leilão. Na medida em que o preço corrente (PC) vai sendo decrementado (DEC)²⁸ a cada rodada uniforme, os vendedores têm a chance de confirmar ou reduzir a quantidade de lotes ofertados na rodada anterior. O processo continua até que a quantidade ofertada seja inferior à oferta de referência (Of. Ref.)²⁹, quando tem início a fase discriminatória. A Figura 48 apresenta em forma de fluxograma as fases do leilão.

A fase discriminatória utiliza como referência a quantidade de energia efetivamente demandada e mantém fixos os lances dos vendedores da penúltima rodada uniforme. Estes farão um único lance de preço menor ou igual ao preço corrente resultante também da penúltima rodada uniforme. Ao final, os vendedores são classificados em ordem crescente de seus próprios lances. Assim, quem não realizou lance na fase discriminatória continua com o preço de sua oferta definido na fase uniforme, ou seja, o maior entre todos os vendedores. Consequentemente corre o risco de ter seus lotes de energia contratados parcialmente ou não contratados se a quantidade demandada já estiver sido atendida com a energia dos geradores mais competitivos. Por outro lado, as distribuidoras compradoras no leilão poderão adquirir uma quantidade de energia ligeiramente superior à declarada como necessidade de compra.

²⁸ O decremento é realizado através de um valor dado em R\$/MWh que é subtraído do lance corrente de uma determinada rodada uniforme, originando o novo preço de lance da próxima rodada uniforme.

²⁹ É obtida a partir do fator de referência (maior do que 1) aplicado à quantidade total de energia demandada pelas distribuidoras (soma das declarações de necessidades enviadas ao MME).

Figura 48 – Fluxograma do formato de leilão no ACR.



Fonte: CCEE, 2009, p. 16.

Trata-se de um formato apropriado para a comercialização de contratos de energia elétrica, por tratar-se de um bem homogêneo e divisível, possuindo ainda as qualidades de maximização da atratividade e minimização do poder de mercado (CORREIA; MELO; COSTA, 2006). Os autores também argumentam que a sistemática adotada favorece o surgimento de preços menores em comparação ao formato de leilão com preço de fechamento uniforme.

Os leilões de transmissão atravessaram as reformas ocorridas no setor elétrico brasileiro sem mudanças de sistemática, ou seja, o vencedor é o empreendedor que ofertar a menor tarifa de transporte da energia. São leilões de oferta que ocorrem em duas etapas, uma com lances fechados (envelopes) e a outra com lances abertos (viva-voz). Havendo na primeira etapa mais de um lance abaixo do valor de reserva, inicia-se a segunda etapa do leilão em que os licitantes realizam seus lances a viva-voz de forma descendente. A menor tarifa de transmissão significará também a menor receita anual permitida pela prestação do serviço de transmissão. Uma razão para a adoção desta sistemática é a característica de monopólio natural da transmissão (Silva, 2003). Os

deságios alcançados nos leilões de 2003, 2004 e 2005 foram superiores a 40%, em comparação aos valores fixados em edital (Leite, 2007).

No SEB, a CCEE realiza os leilões de energia por delegação da ANEEL. A estruturação da sistemática de cada leilão é o primeiro passo a ser dado, tarefa realizada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ANEEL e CCEE com base em estudos de oferta e de demanda das distribuidoras, dados do comportamento de mercado e os formatos adotados em leilões passados (MACHADO, 2009). Porém, os diferentes mecanismos de leilão não conseguem superar todas as dificuldades e falhas da estrutura e conjuntura do mercado, assim os esforços devem-se voltar para a minimização do poder de mercado e à garantia de que o formato escolhido não gere desinformação ou outras imperfeições (CORREIA; MELO; COSTA, 2006).

APÊNDICE B – A Renovação das Concessões e a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013

A Constituição de 1998 e a Lei nº 9.074, publicada em 07 de julho de 1.995 e conhecida como Lei de Concessões marcaram a transição das empresas do setor elétrico, instaladas antes da Constituição, de um sistema de simples outorga para o regime contratual. Através das privatizações, as empresas privatizadas assinaram novos contratos de concessão com cláusulas prevendo a prorrogação de suas concessões. Os empreendimentos que não foram leiloados devido à interrupção do processo de desestatização assinaram novos contratos, tendo como data inicial a publicação da Lei nº 9.074, ou seja, 07 de julho de 1.995. Apesar de serem contratos novos, as concessões foram consideradas prorrogadas por mais 20 anos. Ainda devido à imposição da Lei das Concessões, o prazo para o pedido de prorrogação das concessões a ser formulado por parte dos agentes com concessões a vencer em 2015 deve ser protocolado com até 36 meses de antecedência, ou seja, até 07 de julho de 2012.

Encontram-se na situação de terem suas concessões vencendo entre 2015 e 2017 o total de 20 contratos de concessão de geração, totalizando 22.341 MW de potência instalada e correspondendo a 20% do parque gerador brasileiro. Na transmissão de energia elétrica, 9 contratos de concessão vencem em 2015 e totalizam 85.326 km de linhas de transmissão, correspondendo a 67% da Rede Básica. Para a distribuição, 44 contratos finalizam-se entre 2015 e 2016, representando cerca de 35% do mercado atendido (MME, 2012). No caso da geração de energia, as concessões vincendas compõem a chamada Energia Existente ou Energia Velha, ou seja, a energia disponível antes da implantação do atual modelo setorial, gerada por usinas que já tiveram grande parte de seus ativos amortizados ou depreciados e que foi contratada pelas distribuidoras nos leilões realizados em 2004. Esses contratos vencem a partir de 2012 e integram o chamado montante de reposição da energia existente.

A forma encontrada pelo governo federal para resolver a questão das concessões e também para baixar as tarifas de energia elétrica foi a publicação da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (BRASIL, 2012a) e que foi convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Em linhas gerais, a Lei condiciona a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição à aceitação, por parte dos agentes, da remuneração e dos padrões de qualidade do serviço calculados pela ANEEL. Neste caso, a concessão é renovada já a partir de 2013 como

forma de capturar de imediato o benefício dos ativos amortizados e depreciados. As empresas que tenham investimentos a serem amortizados e depreciados receberão antecipadamente esses recursos. Caso se opte pela não renovação da concessão, o concessionário tem o direito de explorar sua concessão até o seu término, quando, então, a mesma será licitada. Favorecendo a modicidade tarifária, a citada lei extinguiu a cobrança da Reserva Global de Reversão – RGR e da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Além disso, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE será reduzida em aproximadamente 75%.

Dentre os vários comandos regulatórios emitidos pela Lei nº 12.783, um que merece maior detalhamento em função de estar relacionado com a modelagem apresentada nesta dissertação é o tratamento que passará a ser dado à energia existente. As concessões de geração hidrelétrica prorrogadas deverão comercializar toda a garantia física de energia e de potência no mercado regulado por meio do regime de cotas. De forma semelhante como a que já ocorre com a energia da usina de Itaipu. Trata-se da alocação de energia e de potência de forma proporcional ao mercado de cada concessionária de distribuição do SIN (BRASIL, 2012b). Prevê-se também um mecanismo para compensar as variações no nível de contratação das distribuidoras através da cessão compulsória de CCEARs, observando-se a necessidade de atendimento ao mercado e o equilíbrio na redução das tarifas. O montante de energia disponível para cessão deverá ser de CCEARs e equivalente à parcela recebida de cotas que ultrapasse o nível de contratação anterior à alocação inicial das cotas.

Na aferição do lastro contratual para cobertura de consumo das distribuidoras, passará a se considerar o montante de 95% das cotas de garantia física de energia e de potência alocadas. Com isso, o risco hidrológico do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE' que antes ficava com os geradores foi transferido para os consumidores. As variações de energia alocada às usinas pelo MRE', em função da hidrologia, serão repassadas para as tarifas do consumidor final através de custos ou receitas decorrentes da energia gerada a mais ou a menos. Num cenário de hidrologia favorável, as usinas tendem a ter mais energia alocada, proporcionando ganhos no mercado de curto prazo da CCEE e diminuição das tarifas. Do contrário, a energia não gerada pelas usinas deverá ser adquirida no mercado de curto prazo com custo também transferível às tarifas dos consumidores.

Até o final do ano de 2012, continuaram valendo as regras apresentadas na modelagem do problema de compra de energia para o

mercado regulado. As distribuidoras optam pela quantidade de energia existente a recontratar, sendo ou não penalizadas no repasse dos custos da energia nova caso a recontratação seja inferior a 96% do montante total. Assim, optou-se por não alterar a modelagem apresentada visto que, à época da finalização deste trabalho, não se tinham consolidadas as alterações nas formas de ajuste (MCSD) da contratação sob o enfoque do regime de cotas da energia existente.

ANEXO A – Termo de Compromisso de Compra de Energia Elétrica do Agente de Distribuição

TERMO DE COMPROMISSO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO

A Sua Senhoria o Senhor
Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia
Esplanada dos Ministérios - Bloco "U" - 7º andar, Sala 705
70065-900 - Brasília - DF

Atendendo ao disposto na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e na Portaria MME nº 14, de 6 de janeiro de 2010 encaminho a Vossa Senhoria a tabela anexa, discriminando **o valor médio anual de energia (MWmédio) e potência associada (demanda máxima anual em MW)**, a ser contratado por este Agente de Distribuição, para recebimento no submercado declarado a partir de 1º de janeiro de (*citar o ano a que se refere*), relativo ao **leilão** a ser realizado em 2010.

A presente declaração tem caráter irrevogável e irretroatável, refletindo a posição deste Agente e que substituirá as declarações anteriores que disponham sobre o mesmo período.

Declara ainda, o Agente de Distribuição signatário, total vinculação e submissão aos valores discriminados na DECLARAÇÃO DE NECESSIDADES DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA, anexa, devidamente assinada, obrigando-se a celebrar os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR decorrentes dos leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, na forma da Lei.

Considerando a necessidade de sigilo e reserva das informações contidas nesta declaração, o signatário se compromete a não divulgar seu conteúdo até a conclusão do processo licitatório de compra de energia elétrica, sob as penas da lei.

Local, Data/Ano.

(a) Representante legal do Agente de Distribuição.

ANEXO B – Declaração de Necessidades de Compra de Energia Elétrica



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DECLARAÇÃO DE NECESSIDADES DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

Lei nº 10.848 de 15/03/2004 - Decreto nº 5.163 de 30/07/2004

Documento integrante do Termo de Compromisso de Compra de Energia Elétrica do Agente de Distribuição

LEILÃO:		NOVOS EMPREENDIMENTOS	DATA DE REALIZAÇÃO:
INÍCIO DO FORNECIMENTO:		1º DE JANEIRO DE 2013	PORTARIA/MME Nº 14/2010
EMPRESA:		SUBMERCADO:	

I - Valores totais considerados para o Leilão:

		TOTAL
1	Carga Própria no Centro de Gravidade de seu Submercado conforme o Art. 2º, Inciso II do Decreto nº 5.163 de 30/07/04 - Energia (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	
2	Contratos celebrados até 16/03/04 - Energia (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	
3	Montantes líquidos relativos aos produtos adquiridos conforme CCEAR's, já considerado os aumentos e reduções relativas aos MCSDs aplicados até a data de entrega desta declaração - Energia (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	
4	Quota-parte de Itaipu - no centro de gravidade do submercado, Energia - (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	
5	Quota PROINFA - Energia (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	
6	Geração Própria - Energia (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	
7	Geração Distribuída - Energia (MWmédio) Demanda associada (MWh/h)	

II - Necessidades de Compra de Energia e Demanda para celebração de Contratos CCEAR com início de suprimento em 01/01/2013: (OBS)

8	Energia (MWmédio)	
9	Demanda associada (MWh/h)	
<p>OBS:</p> <p>1) Deverão ser deduzidos os valores referentes ao MCSd de Energia Nova</p> <p>2) No momento oportuno o MME dará tratamento adequado para a Quota-Parte da ELETRONUCLEAR, a ser estabelecida conforme regulamentação do art. 11 da Lei 12.111/09, de forma a buscar a neutralidade de penalidade às empresas declarantes.</p>		
		<p>Reconhecimento de Firma</p> <div style="border: 1px solid black; height: 100px; width: 100%;"></div>
<p>Assinatura do representante legal da empresa</p>		